



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD DE LA INTEGRACIÓN DE BESS A CENTRALES
FOTOVOLTAICAS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FABIÁN ORLANDO NAVARRO GONZÁLEZ

PROFESOR GUÍA:
NELSON MORALES OSORIO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
FRANCISCO MÉNDEZ CEA
ANDRÉS CABA RUTTE

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por Engie Energía Chile.

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: FABIÁN ORLANDO NAVARRO GONZÁLEZ
FECHA: 2019
PROF. GUÍA: NELSON MORALES OSORIO

ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD DE LA INTEGRACIÓN DE BESS A CENTRALES FOTOVOLTAICAS

La integración de sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos alrededor del mundo hoy en día es una realidad, y se debe a iniciativas regulatorias, el desarrollo tecnológico y requerimientos de seguridad a nivel sistémico. Este trabajo tiene por objetivo evaluar la factibilidad de la inclusión de un sistema de baterías de ión-litio a una central fotovoltaica en el sistema eléctrico de Chile desde el punto de vista técnico-económico.

El trabajo incluyó una revisión bibliográfica de la regulación eléctrica chilena y de estudios sobre los sistemas de almacenamiento desde el punto de vista técnico-operacional y económico. Como alcance del trabajo se va a evaluar un sistema de baterías desde el punto de vista del inversionista, para obtener la mayor rentabilidad de este proyecto considerando servicios en generación eléctrica al integrarlo a una central fotovoltaica.

En el estudio se desarrolló la evaluación de 30 configuraciones distintas de baterías para integrarla a alguna central fotovoltaica, ubicada en cualquiera de las barras del sistema eléctrico chileno y aplicando la actual regulación de transferencias de potencia el: Decreto *N°62* o la propuesta que busca reemplazar el decreto anterior: Modificación Decreto *N°62*. Para conocer la influencia de distintos parámetros en la evaluación técnico-económica del proyecto se realizaron distintas sensibilidades, evaluando distintas demandas del sistema, costos de inversión y propuestas regulatorias.

A partir de los resultados obtenidos es concluyente que la integración de un sistema de almacenamiento por baterías de ion-litio a una central fotovoltaica no es rentable en el sistema eléctrico chileno debido a que la remuneración obtenida de la operación del BESS no logra financiar la inversión de este sistema. La imposibilidad de recuperar los costos de inversión son atribuidos al bajo delta costo marginal día-noche, la forma de remunerar los cargos de potencia para ambos decretos y los altos costos que tiene esta tecnología actualmente. Este último punto se analizó con respecto a la proyección de precios de las baterías y se llegó a la conclusión que se obtienen rentabilidades positivas a partir de los años 2023-2024.

Dedicado a mi familia, compañeros del trabajo, amigos y mis perros.

Agradecimientos

Quiero agradecer personalmente a todos los que me acompañaron en este difícil camino que es la universidad, a mi familia por el constante apoyo, a mis amigos ya que gracias a ellos pude aprender y también a disfrutar de la vida universitaria. A Engie por darme espacio para desarrollarme como profesional y poder realizar mi memoria. Dar gracias a todas las personas que conocí y que me ayudaron durante estos últimos años a realizar mi memoria especialmente a mis profesores guías que fueron de gran ayuda para completar este trabajo.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivo	2
1.3. Alcances	2
1.4. Estructura de la Tesis	2
2. Estado del Arte	4
2.1. Sistemas de Almacenamiento	4
2.1.1. Aplicaciones	5
2.1.2. Tipos de Almacenamiento	12
2.2. Mercado Eléctrico Chileno	23
2.2.1. Integración de Sistemas de Almacenamiento en Chile	25
2.2.2. Ingresos por Potencia de Suficiencia	27
2.3. Integración BESS con Central Fotovoltaica	30
2.3.1. Central Fotovoltaica	30
2.3.2. Aspectos Técnicos	31
2.3.3. Aspectos Económicos	33
3. Metodología	37
3.1. Procedimiento	39
3.1.1. Elección de planilla	40
3.1.2. Ingreso de datos	40
3.1.3. Método	41
4. Resultados y Análisis	49
4.1. Comportamiento de la Demanda	50
4.1.1. SING 2017	50
4.1.2. SING 2018	53
4.1.3. SIC 2017	54
4.1.4. SIC 2018	54
4.1.5. SING 2018 438 máximos	55
4.1.6. Resumen demandas	56
4.2. Tasa y precios necesarios para la viabilidad del proyecto	58
4.2.1. 90 % eficiencia	58
4.2.2. Sensibilidad sobre el CAPEX	59
4.2.3. Sensibilidad sobre el CAPEX en AC Coupling	59

4.2.4.	Sensibilidad sobre el CAPEX en DC Coupling	60
4.2.5.	Resumen tasas y precios requeridos para viabilizar el proyecto	61
4.3.	Horas de reconocimiento	63
4.3.1.	Criterio P95	63
4.3.2.	4 horas de reconocimiento	64
4.3.3.	3 horas de reconocimiento	65
4.3.4.	Resumen Horas de reconocimiento	65
5.	Conclusiones	68
6.	Trabajo Futuro	73
7.	Glosario	75
8.	Anexos	79

Índice de Tablas

2.1. Consideraciones técnicas para Arbitraje de Energía	7
2.2. Consideraciones técnicas para Capacidad de Suministro Eléctrico	7
2.3. Consideraciones técnicas para Regulación de Frecuencia	8
2.4. Consideraciones técnicas para Reserva en giro	9
2.5. Consideraciones técnicas para Control de Voltaje	9
2.6. Consideraciones técnicas para <i>Black Start</i>	9
2.7. Consideraciones técnicas para Aplazamiento de inversiones de Transmisión .	10
2.8. Consideraciones técnicas para Evitar Congestionamientos de líneas de Transmisión .	10
2.9. Consideraciones técnicas para Aplazamiento de inversiones de Distribución .	10
2.10. Consideraciones técnicas para Calidad de suministro	11
2.11. Consideraciones técnicas para <i>Retail Energy Time-Shift</i>	11
2.12. Consideraciones técnicas para Reducción del cargo a la Demanda	12
2.13. Ventajas y Desventajas de Baterías de Ion-Litio	23
2.14. Sistemas de almacenamiento en Chile	25
2.15. Costo por componente para una central fotovoltaica más una batería <i>standalone</i> . Fuente: NREL (<i>National Renewable Energy Laboratory</i>). [9]	33
2.16. Reducción de costos de BOS asociado al acoplamiento	34
2.17. Costos de inversión NREL [9]	34
2.18. Costos de inversión Lazard [11]	34
3.1. Horas de carga de la batería	42
3.2. Parámetros evaluación económica	45
4.1. Parámetros básicos del análisis	49
4.2. Configuración de la batería escogida para la demanda SING 2017	50
4.3. Detalle de resultados de la operación anual de la planta fotovoltaica sin BESS.	52
4.4. Detalle de resultados anuales obtenidos para caso base con BESS utilizando demanda SING 2017	52
4.5. Resultados obtenidos utilizando demanda SING 2018.	53
4.6. Resultados obtenidos utilizando demanda SIC 2017.	54
4.7. Resultados obtenidos utilizando demanda SIC 2018.	55
4.8. Resultados obtenidos utilizando demanda SIC 2018 con 438 horas de demanda máxima.	56
4.9. Resultados obtenidos utilizando demanda SING 2017 con una eficiencia de 90% y una tasa de 5.17%.	58
4.10. Precios necesarios de módulos de baterías para obtener un VAN positivo. . .	59

4.11. Precios necesarios de módulos de baterías para obtener un VAN positivo con configuración AC Coupling.	60
4.12. Precios necesarios de módulos de baterías para obtener un VAN positivo con configuración DC Coupling.	60
4.13. Resultados configuración más rentable utilizando Criterio P95.	63
4.14. Resultados de configuración utilizando 4 horas de reconocimiento de potencia.	64
4.15. Resultados de configuración utilizando 3 horas de reconocimiento de potencia.	65
5.1. Precios de módulos obtenidos en el análisis de sensibilidad para obtener VAN = 0.	69
5.2. Precios de BESS obtenidos en el análisis de sensibilidad en función de la energía.	69
8.1. Resultados de configuración 6 horas de reconocimiento de potencia.	79

Índice de Ilustraciones

2.1.	Aplicaciones según el segmento al que pertenece y el tiempo de descarga del sistema de almacenamiento. Fuente: SBC Energy Institute.	5
2.2.	Capacidad de hacer sinergia entre aplicaciones. Fuente: Sandia National Laboratories.	6
2.3.	Aplicaciones en estudio. Fuente: IRENA (Internacional Renewable Energy Agency).	6
2.4.	Aplicaciones en estudio. Fuente: PJM Interconnection	8
2.5.	Tipos de tecnologías de almacenamiento energético. Fuente: Standford. . . .	12
2.6.	Capacidad instalada ESS a nivel mundial. Fuente: IRENA.	13
2.7.	Tecnologías de ESS por grado de madurez e inversión. Fuente: IEA (International Energy Agency)	13
2.8.	Diagrama de una típica Central de Bombeo. Fuente: Sandia National Laboratories.	14
2.9.	Esquemático de una Central de Aire Comprimido (CAES). Fuente: SANDIA. . . .	15
2.10.	Diagrama de corte de un Volante de Inercia. Fuente: Sandia National Laboratories.	16
2.11.	Diagrama de una <i>CSP</i> . Fuente: Sandia National Laboratories.	17
2.12.	Tipos de Tecnologías de Almacenamiento Energético en proceso de Investigación y Desarrollo. Fuente: Sandia National Laboratories.	18
2.13.	BESS según el nivel de riesgo y madurez de la tecnología. Fuente: SBC Energy Institute	19
2.14.	Funcionamiento de una batería de plomo-ácido. Fuente: IRENA.	20
2.15.	Operación de una batería de sodio. Fuente: IRENA.	21
2.16.	Operación de una batería de flujo de <i>redox vanadium</i> . Fuente: IRENA. . . .	21
2.17.	Principios de una batería de Ion-Litio. Fuente: IRENA.	22
2.18.	Remuneraciones Mercado Eléctrico. Fuente: CNE.	25
2.19.	Diagrama central fotovoltaica	31
2.20.	Diagrama conexión Acoplamiento en CA. Fuente: Fluence.	32
2.21.	Diagrama conexión Acoplamiento en CC. Fuente: Fluence.	32
2.22.	Proyección en los precios de Baterías de Ion-Litio. Fuente: Lazard. [11] . . .	33
2.23.	Comparación de costos de inversión entre el NREL y el Lazard.	35
2.24.	Proyección de precios de baterías. Fuente: McKinsey&Company.	36
3.1.	Diagrama de Flujo de la Metodología	39
4.1.	VAN utilizando el Decreto <i>N°62</i> para cada tamaño de batería.	51

4.2. VAN utilizando la Modificación al Decreto N°62 para cada tamaño de batería.	51
4.3. Comparación inversión BESS para cada alternativa para demanda SING 2017	53
4.4. Ingresos por energía y potencia unitaria anual de cada configuración de BESS para el Decreto N°62.	56
4.5. Ingresos por energía y potencia unitaria anual de cada configuración de BESS para la Modificación al Decreto N°62.	57
4.6. VAN obtenido de cada configuración de BESS escogida para el Decreto N°62.	57
4.7. VAN obtenido de cada configuración de BESS escogida para la Modificación al Decreto N°62.	57
4.8. Ingresos obtenidos por energía y potencia anuales de cada configuración de BESS escogida para el Decreto N°62.	61
4.9. Ingresos obtenidos por energía y potencia anuales de cada configuración de BESS escogida para la Modificación al Decreto N°62.	61
4.10. Comparación de la inversión para cada alternativa escogida de cada decreto .	62
4.11. Comparación VAN para cada alternativa escogida de cada decreto	62
4.12. Ingresos de energía y potencia anual para la configuración de BESS más rentable para la Modificación al Decreto N°62.	66
4.13. Inversión para la configuración de BESS más rentable para la Modificación al Decreto N°62.	66
4.14. VAN obtenido para la configuración de BESS más rentable para la Modificación al Decreto N°62.	66
8.1. Principales características de las tecnologías de los sistemas de almacenamiento. Fuente: SBC Energy Institute.	79
8.2. <i>Curva del pato</i> de la carga del sistema de California (CAISO). Fuente: NREL.	80

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En los últimos años, el mercado de generación de energía en Chile ha experimentado cambios importantes en su matriz energética, principalmente por la fuerte penetración de centrales renovables no convencionales, destacándose entre estas la energía solar y la eólica, esto dado por la caída en los costos de desarrollo de estas tecnologías. Actualmente en Chile las energías renovables representan el 20% de capacidad instalada en el país.

Una de las características que tienen estos tipos de generación renovable es que su operación tiene una fuerte dependencia de la disponibilidad de su energético primario que es una variable atmosférica, por lo que no se puede conocer en exactitud y además no se puede almacenar. En este contexto una tecnología que proporciona una mayor flexibilidad y que ayuda a mantener la seguridad de la red, son los sistemas de almacenamiento de energía.

Hoy en día existe un fuerte desarrollo tecnológico en torno al almacenamiento energético, principalmente de tipo Electroquímico. Además, existen tecnologías de almacenamiento ampliamente utilizadas y probadas en el mundo como es el caso de las centrales a bombeo. Pero a pesar de conocer todas las ventajas que los sistemas de almacenamiento le aportan a la generación y a la red de transmisión, el principal obstáculo en su implementación han sido los altos costos de inversión de estas tecnologías, por lo que se necesita una buena regulación del mercado eléctrico que remunere de buena manera el pago de estos sistemas.

El almacenamiento de energía en el ámbito chileno es de carácter nuevo, debido a la poca capacidad instalada en el país, y ya que no existe una regulación 100% definida para estos sistemas. Por eso es necesario realizar el análisis de las regulaciones propuestas y las características del sistema eléctrico chileno que puedan afectar en la operación técnica como en la evaluación económica de la implementación de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico chileno.

1.2. Objetivo

El principal objetivo es:

“Realizar una evaluación técnico-económica de la integración de baterías a una central fotovoltaica con el objetivo de encontrar la configuración del sistema de almacenamiento con el que se obtengan las mayores rentabilidades.”

Debido al análisis que hay que realizar se van a obtener resultados secundarios que permiten corroborar la que la configuración escogida, como lo es: el despacho óptimo de la batería, la inversión de la batería, el tipo de acoplamiento entre la batería y la central fotovoltaica, y el esquema regulatorio presente en el país que beneficie de mayor manera la integración de esta tecnología.

El tipo de análisis es de carácter general, por lo que permite conocer la configuración del sistema de almacenamiento que presenta la mayor rentabilidad al ser integrado a cualquier tipo de planta fotovoltaica de Chile, ubicada en cualquier lugar de Chile, ante distintos proveedores de módulos de baterías, etc. Por lo tanto, el modelo a realizar permite tener un primer análisis que sirva a la empresa para evaluar este tipo de proyectos y tomar decisiones en base a los resultados obtenidos.

1.3. Alcances

Para la realización de esta memoria se utilizaron datos obtenidos de distintos estudios internacionales hechos por diferentes agencias (DOE, Lazard, IRENA, etc.), reportes hechos por empresas nacionales u organismos estatales encargados del sector energético del país y memorias de estudiantes universitarios que realizaron su trabajo de título en torno al tema del almacenamiento energético.

En relación al enfoque del trabajo, la evaluación del sistema de almacenamiento se va a realizar desde el punto de vista del inversionista, por lo tanto, se busca dar respuesta a la factibilidad operacional y económica del sistema de forma de entregar la mayor rentabilidad posible al inversionista del proyecto. Además la evaluación técnico-económica del sistema de almacenamiento va a estar restringida a la entrega de servicios en generación al sistema eléctrico, por lo tanto, solo se va a evaluar la operación de la batería ante las aplicaciones de arbitraje de energía y capacidad de suficiencia de potencia.

Esta memoria es de carácter confidencial, y va a ser pública una vez haya pasado 5 años de su publicación.

1.4. Estructura de la Tesis

La correspondiente memoria consta de 6 capítulos principales.

En el Capítulo 1 corresponde a la Introducción al tema investigado, se expone la motivación, los objetivos, los alcances y la estructura de la memoria.

En el Capítulo 2 se hace una revisión al Estado del Arte con relación al tema de investigación. Consta de 3 grandes sub-capítulos, en el primero se explican las aplicaciones y tipos de Sistemas de Almacenamiento existentes, en el segundo se da un repaso al Mercado Eléctrico Chileno y finalmente una reseña sobre la Integración de BESS a una central fotovoltaica.

En el Capítulo 3 se presenta la Metodología utilizada, se explican los procedimientos y supuestos que componen el programa para resolver los objetivos propuestos.

En el Capítulo 4 se presentan los Resultados y Análisis obtenidos de cada escenario propuesto, a partir de estos resultados se interpretaron las ventajas y desventajas, las mejores y peores configuraciones y escenarios del proyecto en estudio.

En el Capítulo 5 se incluyen las Conclusiones donde se hace un resumen de la interpretación final de los resultados obtenidos del capítulo 4, presentando claramente la forma de actuar del proyecto frente a los escenarios en estudio.

En el Capítulo 6 se presenta un Trabajo Futuro que corresponden a propuestas sobre como ampliarse en el trabajo realizado, de forma de ir más allá de los alcances de esta memoria.

Finalmente se deja a disposición la Bibliografía utilizada, un Glosario de términos y datos Anexos.

Capítulo 2

Estado del Arte

A continuación, se presenta una revisión bibliográfica sobre el universo que abarcan las tecnologías de almacenamiento donde se presentan sus principales características, sus aplicaciones y más en detalle las diferencias que existen entre distintos tipos de almacenamiento energético. Además, se presenta una explicación al mercado eléctrico chileno, para dar contexto a las propuestas regulatorias para el pago de los sistemas de almacenamiento que se van a integrar al Sistema Eléctrico Nacional. Y finalmente las consideraciones a tomar en cuenta para realizar la integración de un sistema de almacenamiento a una central fotovoltaica.

2.1. Sistemas de Almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía funcionan según el principio de capturar la energía producida de alguna central de generación (de forma directa o desde la red eléctrica), transformar la energía dependiendo del tipo de sistema que sea y almacenarla para poder usarla una vez que se estime conveniente. Poseen una gran variedad de aplicaciones en la que pueden actuar como servicios complementarios, servicios de infraestructura de transmisión, servicios de distribución, servicios de gestión de energía, etc.

Existe un objetivo mundial de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, por el riesgo que significa el cambio climático; esto ha dado paso a un proceso de cambio en la red energética, acompañado de la baja en los precios de distintas tecnologías, lo cual significó el aumento que se ha dado en los últimos años en centrales de generación renovable no convencional, principalmente la generación eólica y solar. Estas centrales poseen cierta variabilidad de generación que depende de la disponibilidad de las fuentes renovables por la que obtienen energía. Debido a esto es necesaria un equipo en la red eléctrica que permita mayor flexibilidad ante estas variaciones que ocurren en la red. A partir de esto comenzó un aumento en la implementación de sistemas de almacenamiento, principalmente para su uso como servicio complementario.

A partir del incremento en la necesidad de sistemas de almacenamiento su desarrollo tecnológico ha aumentado, lo cual ha visto sus costos bajar, además han aparecido más

aplicaciones, principalmente integrado a las centrales renovables con fuentes variables o a nivel de distribución.

2.1.1. Aplicaciones

Las aplicaciones que presentan los sistemas de almacenamiento de energía se presentan según la duración con la que puede inyectar energía y al segmento de la cadena de valor del suministro de energía eléctrica en que participa.

	Short duration < 2 min	Medium duration 2 min – 1 hour	Long duration > 1hour
GENERATION SIDE		Provide spinning & non-spinning reserves	Provide replacement reserves Provide black-start services Firm renewable output Perform price arbitrage Avoid curtailment
TRANSMISSION GRID	Provide frequency regulation services	Smooth intermittent resource output Provide system inertia	Improve system reliability Defer upgrades
DISTRIBUTION GRID	Improve power quality	Mitigate outages Integrate distributed variable renewable generation	Defer upgrades
END-USER SIDE	Maintain power quality	Provide uninterruptible power supply	Optimize retail rate

Figura 2.1: Aplicaciones según el segmento al que pertenece y el tiempo de descarga del sistema de almacenamiento. Fuente: SBC Energy Institute.

Otros factores importantes para determinar las aplicaciones viables para un ESS son: la composición de la matriz energética (sistemas térmicos, hidro-térmicos, etc.) y la estructura del mercado eléctrico, para saber cómo van a ser remuneradas.

Es importante señalar que los ESS pueden ser destinados a una aplicación en particular o bien para un conjunto de aplicaciones. Se sabe que los sistemas de almacenamiento pueden proveer múltiples servicios a la red con diferentes flujos de ingresos posibles. En la tabla 2.2 se indica la compatibilidad de las distintas aplicaciones.

	● Excellent	● Good	● Fair	○ Poor	⊗ Incompatible											
Application	Electric Energy Time-shift	Electric Supply Capacity	Load Following	Area Regulation	Electric Supply Reserve Capacity	Voltage Support ¹	Transmission Congestion Relief ¹	T&D Upgrade Deferral ¹	Time-of-Use Energy Cost Management ¹	Demand Charge Management ¹	Electric Service Reliability ¹	Electric Service Power Quality ¹	Renewables Energy Time-shift	Renewables Capacity Firming	Wind Generation Grid Integration	
Electric Energy Time-shift	●	●	●	○*	●	●	●†	●†	⊗	⊗	⊗	⊗	●	●	○	
Electric Supply Capacity	●	●	●*	○*	●*	●	●†	●†	⊗	⊗	⊗	⊗	● ^{x*}	● ^{x*}	⊗	
Load Following	●	●*	●	○*	●*	●	● ^x	● ^{x*}	● ^{†‡}	● ^{†‡}	⊗	⊗	●	⊗	⊗	
Area Regulation	●*	●*	●*	●	○*	⊗	● ^{x*}	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	○	○	⊗	
Electric Supply Reserve Capacity	●	●*	●*	○*	●	●	●*	●*	● ^{†‡}	● ^{†‡}	⊗	⊗	●*	●*	○*	
Voltage Support ¹	●	●	●	⊗	●	●	●	●	● ^{†‡}	● ^{†‡}	● ^{†‡}	● ^{†‡}	● ^{†‡}	● ^{†‡}	⊗	
Transmission Congestion Relief ¹	●†	●†	● ^x	○ ^{x*}	●*	●	●	● ^{x†}	●†	●†	○	⊗	● [#]	●†	⊗	
T&D Upgrade Deferral ¹	●†	●†	● ^{x*}	⊗	●*	●	● ^{x†}	●	●†	●†	○	⊗	● [#]	●†	⊗	
Time-of-Use Energy Cost Management ¹	⊗	⊗	● ^{†‡}	⊗	● ^{†‡}	● ^{†‡}	●†	●†	●	●	●	●	● [#]	● ^{†#}	⊗	
Demand Charge Management ¹	⊗	⊗	● ^{†‡}	⊗	● ^{†‡}	● ^{†‡}	●†	●†	●†	●	●	●	● [#]	● ^{†#}	⊗	
Electric Service Reliability ¹	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	● [†]	○	○	●	●	●	●	● [#]	● [#]	⊗	
Electric Service Power Quality ¹	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	● [†]	⊗	⊗	●	●	●	●	⊗	⊗	⊗	
Renewables Energy Time-shift	●	● ^{x*}	●	○	●*	● ^{#‡}	● [#]	● [#]	● [#]	● [#]	● [#]	⊗	●	●	○ ^x	
Renewables Capacity Firming	●	● ^{x*}	⊗	○	●*	● ^{#‡}	●†	●†	● ^{†#}	● ^{†#}	● [#]	⊗	●	●	○ ^x	
Wind Generation Grid Integration	●	⊗	⊗	⊗	○*	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	⊗	● ^x	● ^x	⊗	

Figura 2.2: Capacidad de hacer sinergia entre aplicaciones. Fuente: Sandia National Laboratories.

Las aplicaciones se pueden clasificar según a qué tipo de segmento está enfocado hacer el servicio con el sistema de almacenamiento. Se distinguen 5 clasificaciones las que se presentan a continuación [1]:

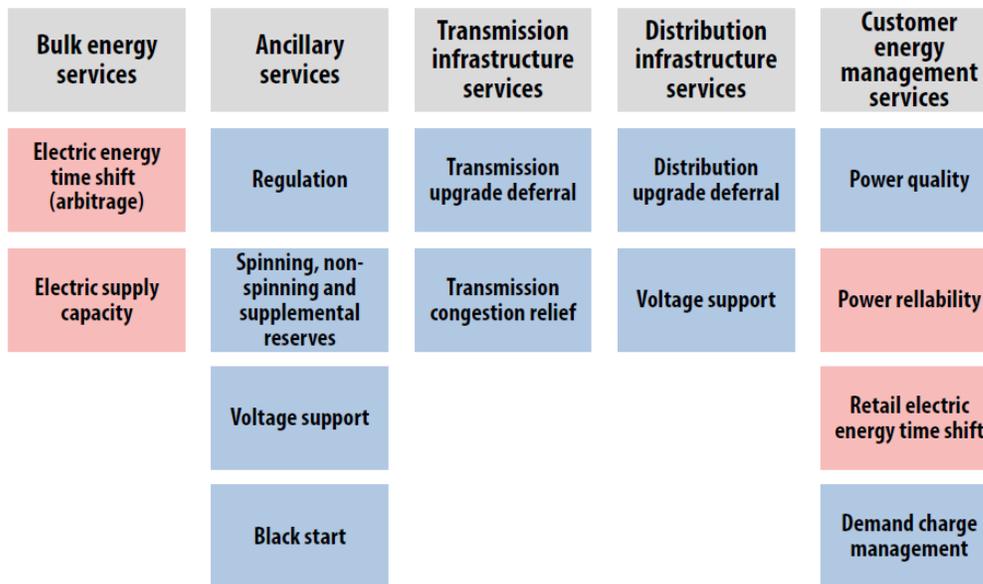


Figura 2.3: Aplicaciones en estudio. Fuente: IRENA (Internacional Renewable Energy Agency).

Servicios en generación

1. Arbitraje de Energía:

Implica que el sistema de almacenamiento se cargue desde la red eléctrica durante períodos donde el costo marginal sea bajo, e inyectar esa energía almacenada cuando el costo marginal en la red sea alto, por lo tanto, esta operación es básicamente trasladar la energía desde un bloque horario hasta otro, generalmente cuando más se necesita que corresponde cuando la demanda es máxima y la red de transmisión presenta el mayor nivel de estrés.

Un caso especial considerando esta aplicación es al integrarlo a una central eólica o fotovoltaica, en este caso se le denomina Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, y su funcionamiento corresponde a lo explicado anteriormente solo que la energía con la que se carga el ESS (Electric Storage System) proviene de la central generadora.

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	1 - 500 MW
Rango Duración Tiempo de Descarga	<1 hora
Ciclaje Mínimo/Año	250 +

Tabla 2.1: Consideraciones técnicas para Arbitraje de Energía

2. Potencia de Suficiencia:

El sistema de almacenamiento puede ser usado para aumentar el reconocimiento de potencia (Capacity) de una central generadora, o utilizando el sistema de almacenamiento *stand-alone*, es decir conectado directamente a la red. Esta aplicación depende de la regulación local para el reconocimiento de potencia y su remuneración de cada país, pero en general consiste en que la central o ESS aporte a la potencia de suficiencia del sistema, para que este pueda suplir la demanda máxima, de forma similar a la actúan las denominadas *Peaker Plants* (comúnmente unidades de gas natural o diésel).

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	1 - 500 MW
Rango Duración Tiempo de Descarga	2 - 6 hora
Ciclaje Mínimo/Año	5 - 100

Tabla 2.2: Consideraciones técnicas para Capacidad de Suministro Eléctrico

Servicios Complementarios

1. Regulación de Frecuencia:

Este servicio corresponde a gestionar intercambios de flujos de potencia con el propósito de estabilizar la frecuencia ante cambios producidos por variaciones de generación o demanda. La rápida respuesta que ofrecen la mayoría de ESS lo hace valioso como recurso de regulación.

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	10 - 40 MW
Rango Duración Tiempo de Descarga	1 - 60 segundos
Ciclaje Mínimo/Año	250 - 10.000

Tabla 2.3: Consideraciones técnicas para Regulación de Frecuencia

Este servicio es de los más utilizados en cuanto a instalaciones de sistemas de almacenamiento en el mundo, como se muestra en la Figura 2.4.

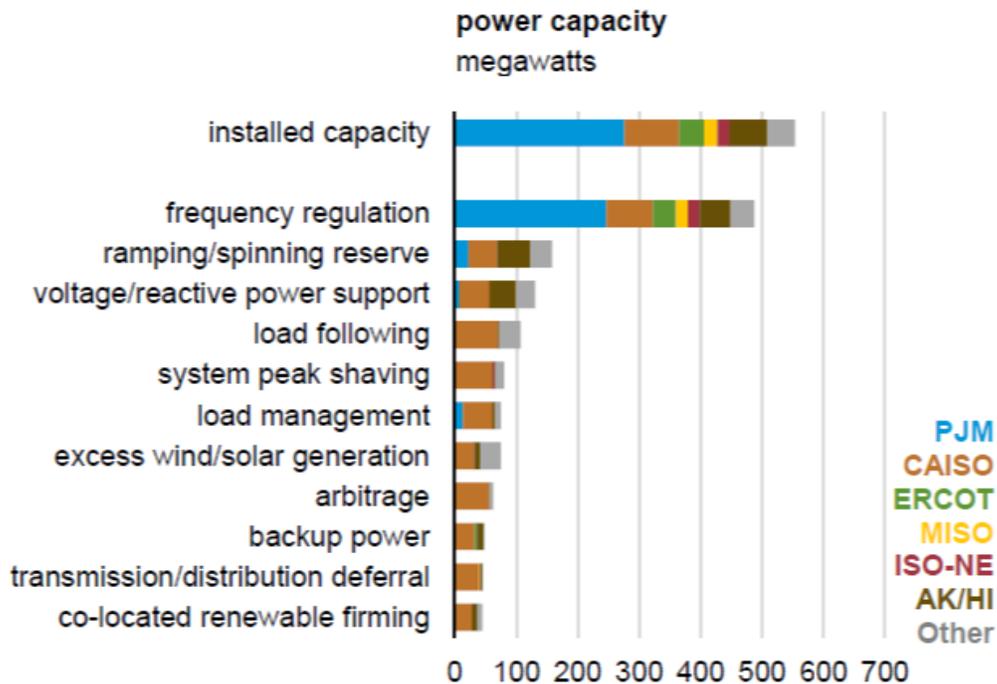


Figura 2.4: Aplicaciones en estudio. Fuente: PJM Interconnection

2. Reserva en giro:

Para la confiabilidad de la red eléctrica, es necesario mantener una reserva en giro de capacidad de las centrales generadoras, la que actúa en caso de que ocurra una falla en los activos de suministro de energía. El sistema de almacenamiento puede suplir este servicio inyectando cuanto exista una anomalía en la red eléctrica. A nivel local esta reserva en giro corresponde al Control Primario de Frecuencia.

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	10 - 100 MW
Rango Duración Tiempo de Descarga	15 - 60 minutos
Ciclaje Mínimo/Año	20 - 50

Tabla 2.4: Consideraciones técnicas para Reserva en giro

3. Control de Voltaje:

Un requerimiento para operar la red es mantener el voltaje dentro de límites especificados. El sistema de almacenamiento tiene la capacidad de inyectar o absorber reactivos según la carta de operación que presenta. El tiempo que necesita la red para estabilizar el voltaje es alrededor de los 30 minutos.

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	1 - 10 MVAR
Rango Duración Tiempo de Descarga (MVAR)	No aplica
Ciclaje Mínimo/Año	No aplica

Tabla 2.5: Consideraciones técnicas para Control de Voltaje

4. *Black Start*:

Los sistemas de almacenamiento proveen de reservas de potencia que puede ser usada para energizar centrales generadoras luego de que haya ocurrido un corte de suministro debido a una falla catastrófica en la red eléctrica.

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	5 - 50 MW
Rango Duración Tiempo de Descarga	15 - 60 minutos
Ciclaje Mínimo/Año	10 -20

Tabla 2.6: Consideraciones técnicas para *Black Start*

Servicios para la Infraestructura de Transmisión

1. Aplazamiento de inversiones de Transmisión:

El uso de un sistema de almacenamiento permite el aplazar o en algunos casos reemplazar inversiones necesarias para mejorar el sistema de transmisión, principalmente para nodos con sobrecarga donde existe mayor probabilidad de falla.

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	10 - 100 MW
Rango Duración Tiempo de Descarga	2 - 8 horas
Ciclaje Mínimo/Año	10 - 50

Tabla 2.7: Consideraciones técnicas para Aplazamiento de inversiones de Transmisión

2. Evitar congestiones de líneas de Transmisión:

Las congestiones ocurren cuando no existe capacidad suficiente en las líneas de transmisión y por lo tanto no son capaz de transmitir la energía de menor costo a otro punto de la red, creando un desacople en los Costos Marginales entre ambas barras. En este caso el sistema de almacenamiento debe ubicarse en punto donde existe una alta demanda de energía y de esta forma abastecer directamente a la barra que antes se veía perjudicada por el desacople de precios.

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	1 - 100 MW
Rango Duración Tiempo de Descarga	1 - 4 horas
Ciclaje Mínimo/Año	50 - 100

Tabla 2.8: Consideraciones técnicas para Evitar Congestion de líneas de Transmisión

Servicios para la Infraestructura de Distribución

1. Aplazamiento de inversiones de Distribución y control de voltaje:

Al igual que para el caso de la Transmisión, el objetivo de este servicio es utilizar el sistema de almacenamiento para adecuar la capacidad en las líneas de distribución para todo requerimiento de carga, y de esta manera aplazar o evitar la inversión, que de otra forma hubiese sido necesario hacer para el correcto abastecimiento a los consumidores finales. Principalmente el sistema de almacenamiento se utilizará como equipo de apoyo a líneas o transformadores de distribución que pueden verse sobrecargados a medida que la demanda del sector aumenta.

Simultáneamente este servicio puede ofrecer soporte de voltaje a las líneas de distribución, especialmente para líneas radiales y de gran longitud.

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	500 kW - 10 MW
Rango Duración Tiempo de Descarga	1 - 4 horas
Ciclaje Mínimo/Año	50 - 100

Tabla 2.9: Consideraciones técnicas para Aplazamiento de inversiones de Distribución

Servicios para la Gestión de energía del Consumidor

1. Calidad de suministro:

Involucra utilizar el sistema de almacenamiento para proteger al consumidor ante variaciones de corta duración que afectan la calidad de suministro, como pueden ser los cambios en la magnitud del voltaje, variaciones de frecuencia, efecto de armónicas o interrupciones de servicio.

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	100 kW - 10 MW
Rango Duración Tiempo de Descarga	10 segundos - 15 minutos
Ciclaje Mínimo/Año	10 - 200

Tabla 2.10: Consideraciones técnicas para Calidad de suministro

2. Fiabilidad del suministro:

Los sistemas de almacenamiento pueden dar soporte de suministro al propietario de la ESS ante la pérdida total de suministro desde la red eléctrica. El tiempo de suministro depende de la duración de abastecimiento y del tamaño del sistema de almacenamiento.

3. *Retail Energy Time-Shift*:

Esta aplicación tiene la misma función que el *Arbitraje de Energía*, solo que a nivel de distribución. Por lo tanto, consiste en cargar el sistema de almacenamiento cuando los precios son bajos y el consumidor usa esta energía almacenada durante las horas de punta donde el costo de la energía es mayor, de esta manera se obtienen ahorros en el precio de la energía.

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	1 kW - 1 MW
Rango Duración Tiempo de Descarga	1 - 6 horas
Ciclaje Mínimo/Año	50 - 250

Tabla 2.11: Consideraciones técnicas para *Retail Energy Time-Shift*

4. Reducción del cargo a la Demanda (Potencia):

Para evitarse cargos de energía (o Potencia) durante horas punta, que generalmente son las horas cuando la demanda es mayor durante el día, se utiliza el sistema de almacenamiento con el objetivo de reducir el consumo desde la red eléctrica, descargando los ESS durante estas horas de punta y de esta manera ahorrarse cargos que encarecen la cuenta de suministro de energía del consumidor.

Consideraciones Técnicas	
Tamaño Sistema de Almacenamiento	50 kW - 10 MW
Rango Duración Tiempo de Descarga	1 - 4 horas
Ciclaje Mínimo/Año	50 - 500

Tabla 2.12: Consideraciones técnicas para Reducción del cargo a la Demanda

2.1.2. Tipos de Almacenamiento

Para todas las aplicaciones que tienen los sistemas de almacenamiento, existen distintos tipos de ESS (Electric Storage System), los cuales presentan diferentes costos, distintas capacidades técnicas y algunas de ellas son tecnologías en desarrollo y otras ya están ampliamente probadas a nivel mundial. En la Figura 2.5 se exponen los distintos tipos de tecnologías de almacenamiento existentes. En la Figura 2.6 se presenta la capacidad instalada por cada tipo de sistemas de almacenamiento a nivel mundial, donde claramente se observa un dominio predominante de centrales de bombeo que representan alrededor del 99% de la capacidad instalada en sistemas de almacenamiento.

Energy Storage Technology Classification

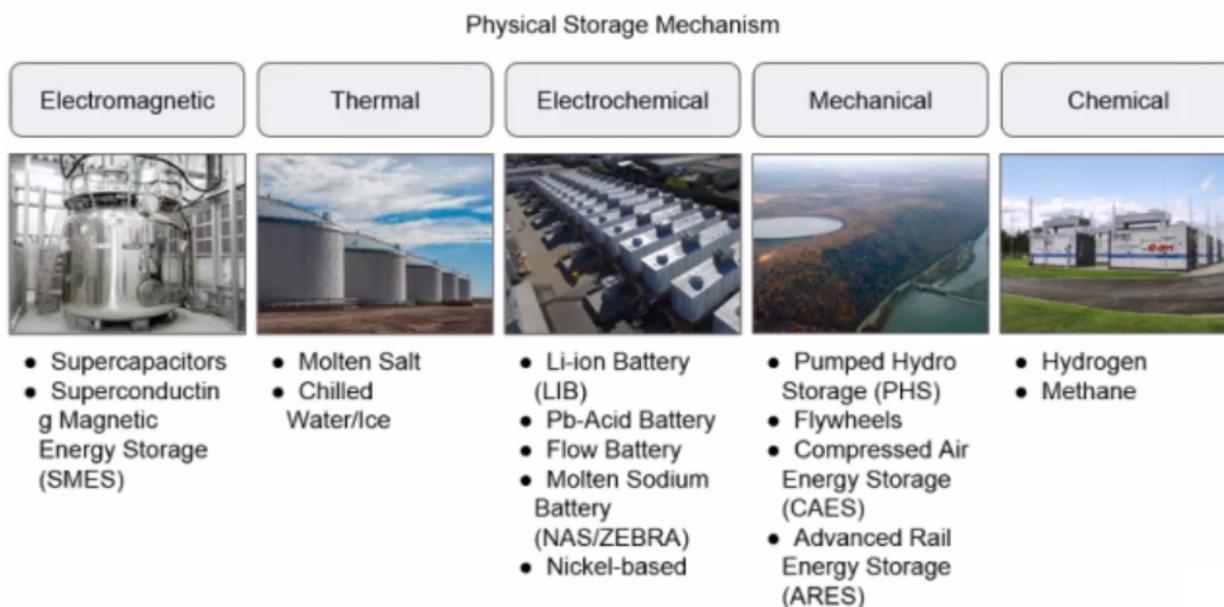


Figura 2.5: Tipos de tecnologías de almacenamiento energético. Fuente: Stanford.

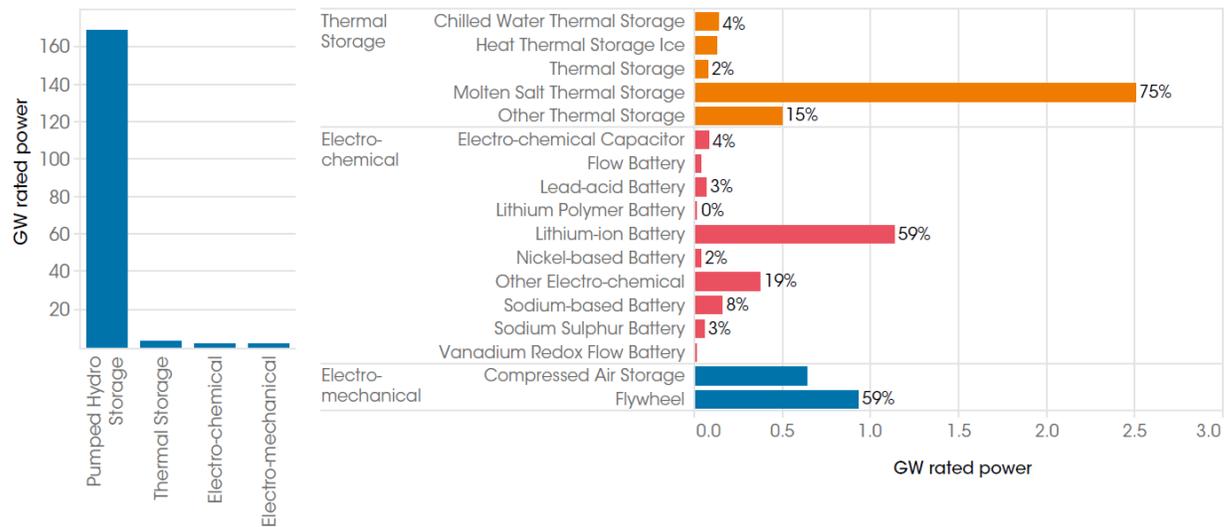


Figura 2.6: Capacidad instalada ESS a nivel mundial. Fuente: IRENA.

El nivel de desarrollo en las tecnologías de almacenamiento ha aumentado exponencialmente en los últimos años, lo que en consecuencia ha aumentado el desarrollo de nuevas aplicaciones y ha bajado los costos de estas tecnologías, lo que ha significado en un aumento de proyectos de almacenamiento.

Gran parte de los proyectos actuales que se encuentran en construcción o en planificación, pertenecen a proyectos en base a tecnologías Electro-químicas como las Baterías de Ion-Litio o Baterías de Flujo, y Solares Térmicas con Almacenamiento por Sales Fundidas. En la Figura 2.7 se presenta una curva con cada tecnología según su nivel de madurez e inversión.

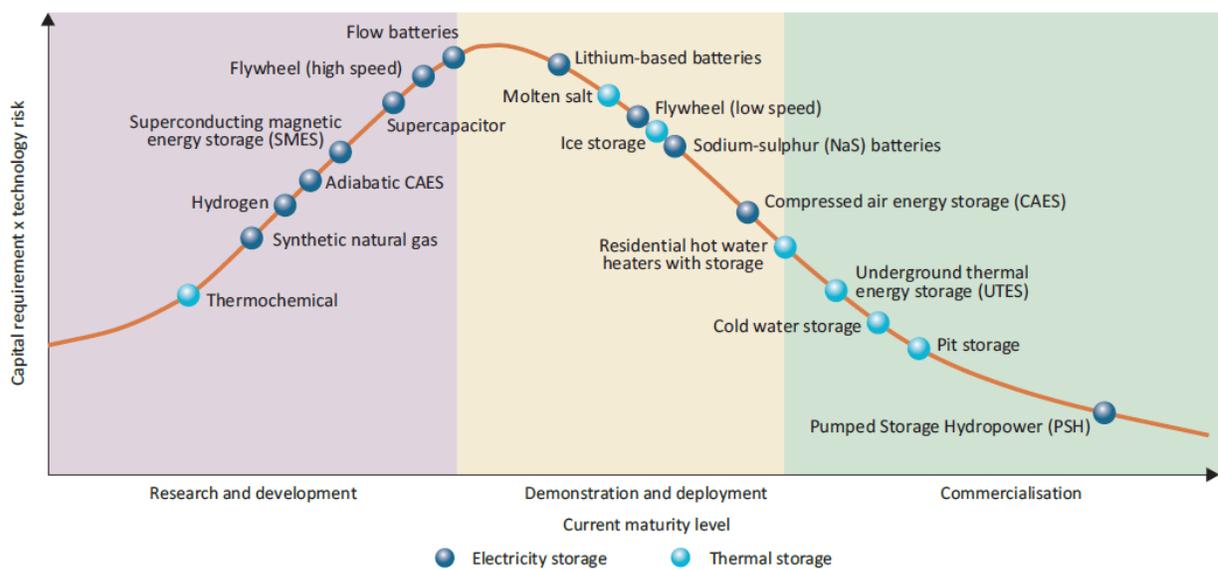


Figura 2.7: Tecnologías de ESS por grado de madurez e inversión. Fuente: IEA (International Energy Agency)

A continuación, se presenta una descripción cada tipo de ESS.

Centrales de Bombeo

Este tipo de almacenamiento como se observa en las Figuras 2.6 y 2.7 es el sistema con más capacidad instalada y con más madurez tecnológica a nivel mundial. El funcionamiento de este tipo de central en palabras simples, corresponde a bombear agua hasta un reservorio ubicado en altura, el bombeo se realiza utilizando energía desde la red eléctrica en horas *off-peak*, o sea fuera de horas de punta donde el precio del retiro de energía es más barato. Y cuando la energía es necesitada, el agua es liberada desde el reservorio en altura pasando por una turbina hidroeléctrica hacia un reservorio ubicado a baja altura, de esta manera generando energía eléctrica. En la Figura 2.8 se presenta un corte de una central de bombeo típica.

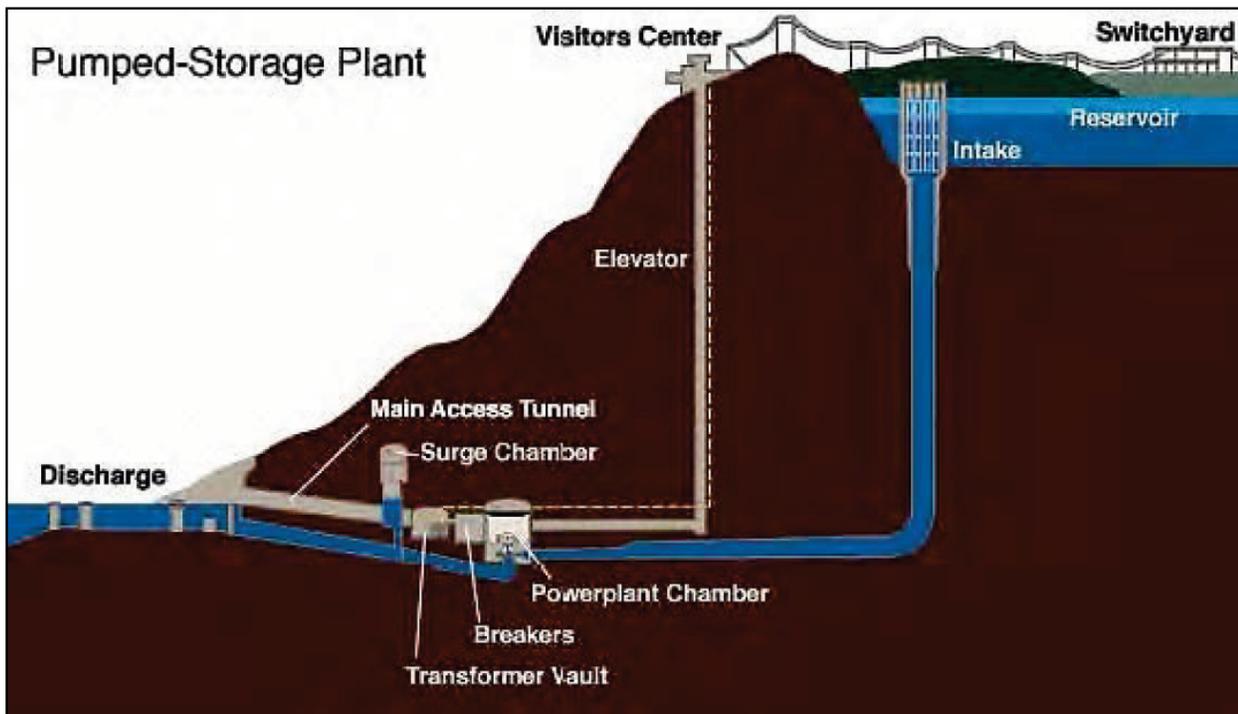


Figura 2.8: Diagrama de una típica Central de Bombeo. Fuente: Sandia National Laboratories.

Estos proyectos pueden tener una capacidad alrededor de 4000[MW] y operan con un 76 % a 85 % de eficiencia. Tiene una larga vida útil, alrededor de 50 a 60 años.

Centrales de Aire Comprimido (CAES)

CAES por sus siglas en inglés (*Compressed Air Energy Storage*), es un sistema que utiliza electricidad en horario *off-peak* para comprimir aire almacenado en un reservorio mediante un compresor. Cuando se necesita energía se hace pasar este aire caliente por la compresión

por una turbina, y de esta manera genera electricidad. En la Figura 2.9 se presenta un esquemático de una central *CAES*.

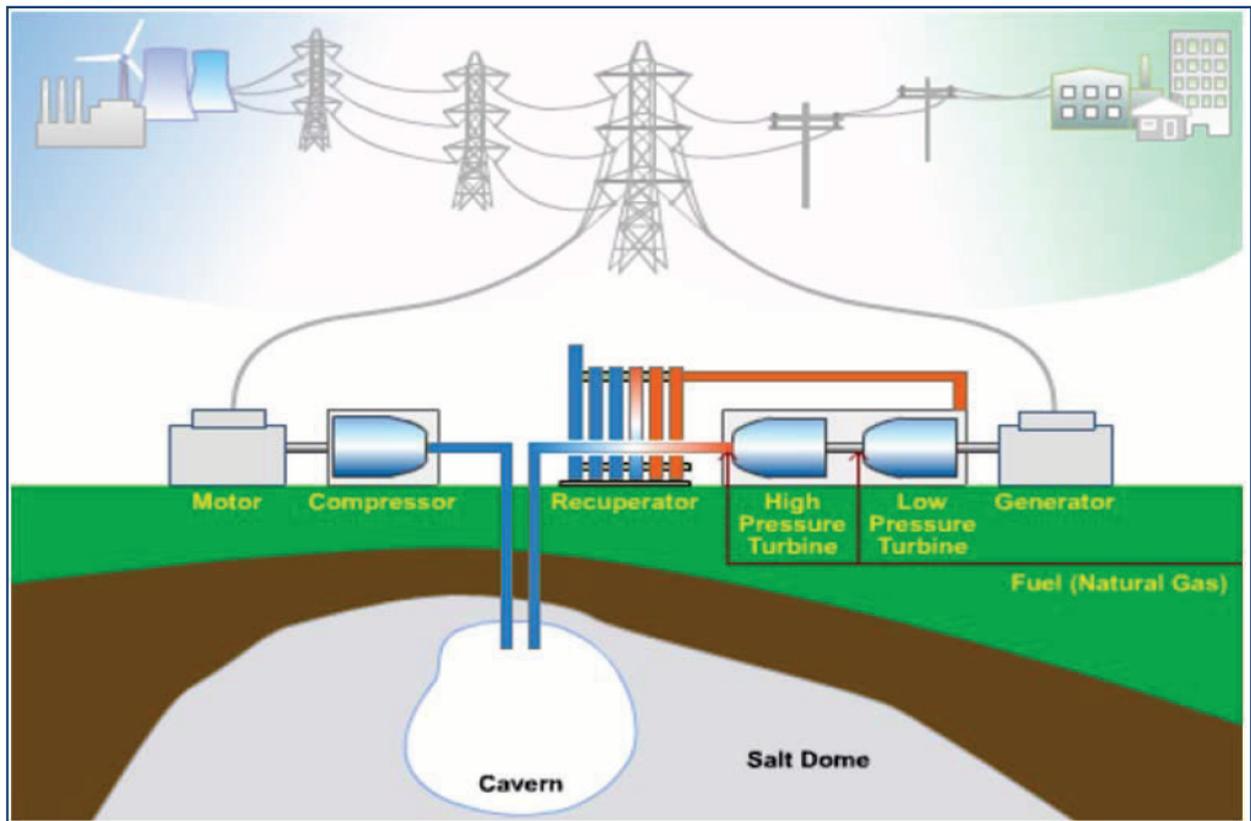


Figura 2.9: Esquemático de una Central de Aire Comprimido (CAES). Fuente: SANDIA.

Las plantas pueden tener reservorios en el exterior o bajo tierra. *CAES* en el exterior son más fáciles de emplazar, pero más costosas de construir con relación a la capacidad instalada, tienen capacidades entre 3 a 50 [MW] y pueden ser descargadas entre 2 a 6 horas. *CAES* bajo tierra tienen capacidades alrededor de 400 [MW] y pueden ser descargadas entre 8 a 26 horas, el problema de estas plantas es encontrar la ubicación idónea, ya que debe cumplir con ciertos requisitos geológicos apropiados para la instalación de un *CAES*.

Volantes de Inercia

El Volante de inercia tiene la capacidad de cargarse y descargarse eléctricamente mediante una máquina de doble función motor/generador conectada a un rotor. Presenta una amplia vida útil y representa unos de los tipos de almacenamientos con los costos más bajos con relación a la efectividad de su aplicación. En la Figura 2.10 se presenta un diagrama de corte de un volante de inercia.

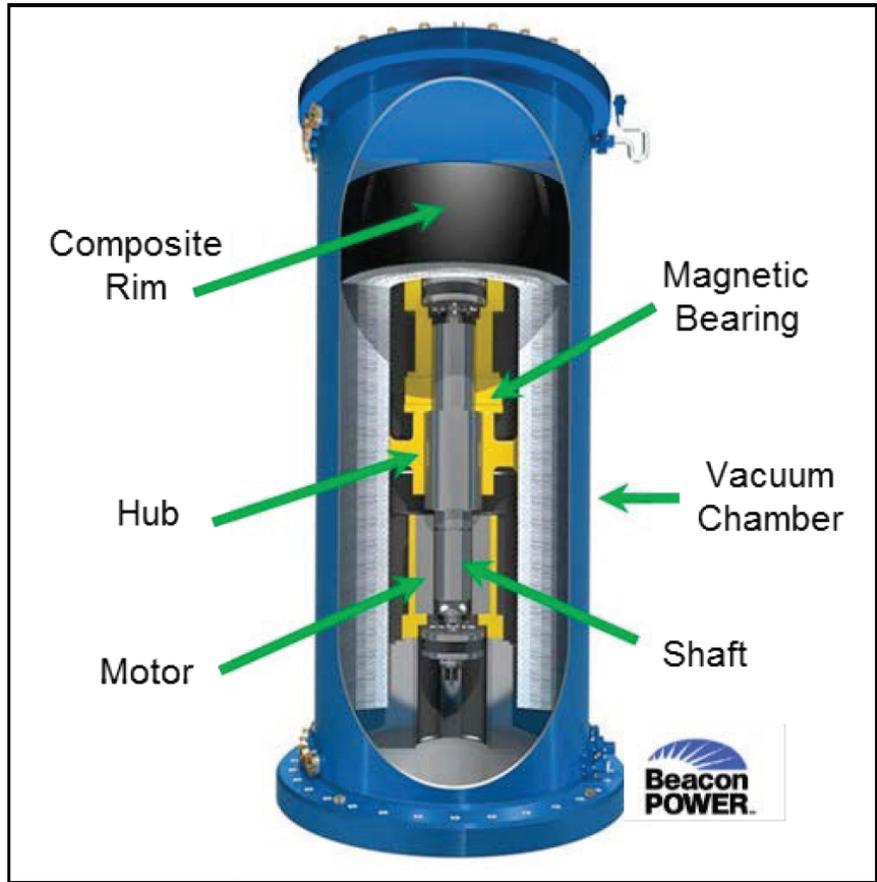


Figura 2.10: Diagrama de corte de un Volante de Inercia. Fuente: Sandia National Laboratories.

Estos sistemas disponen de rotores encerrados al vacío con rodamientos magnéticos. Su capacidad energética va entre los 0,5 y 10 [kWh]. Y tienen una eficiencia entre 70-80 %. Estos sistemas presentan una carga y descarga muy rápida lo cual los hace ideales para regulación de frecuencia.

Solar Térmica con Almacenamiento de sales fundidas

CSP por sus siglas en inglés (Concentrated Solar Power), utilizan espejos (llamados helióstatos), que reflejan los rayos del sol a un punto en común ubicado en una torre donde se concentra el calor. Este calor es usado para crear vapor que pasa por una turbina conectada a un generador. Este calor también se puede almacenar en contenedores aislados que contienen sales fundidas, por lo tanto, cuando sea necesario inyectar energía se extrae el calor de las sales fundidas que se transfieren a un "tanque de sales frías" para hacer vapor y de esta forma generar energía a través de una turbina. En la Figura 2.11 se observa el funcionamiento de una planta CSP.

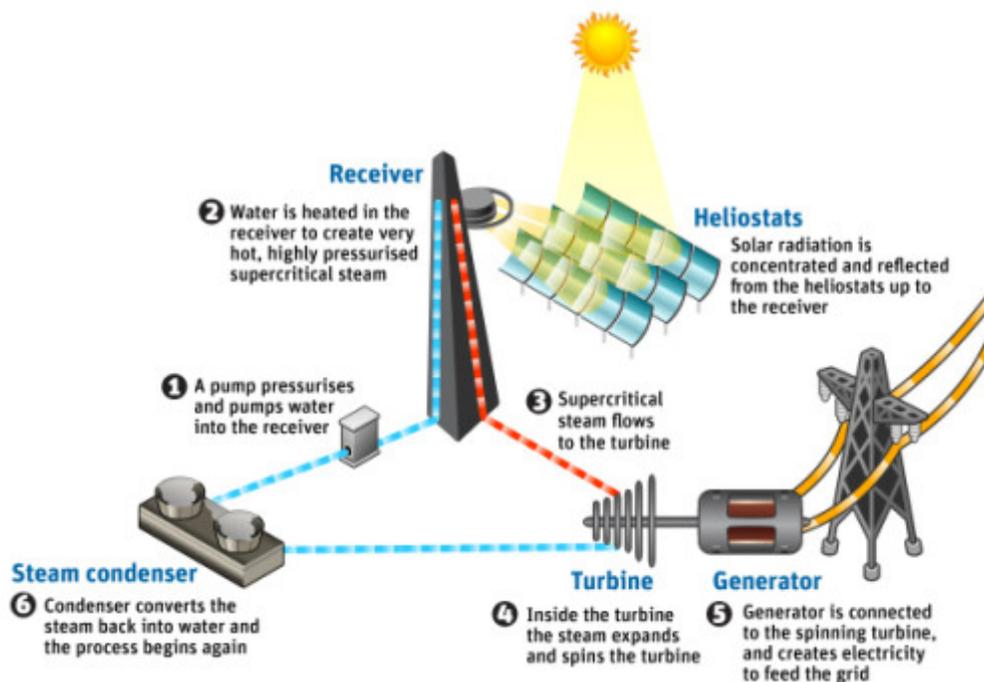


Figura 2.11: Diagrama de una CSP. Fuente: Sandia National Laboratories.

Tecnologías Emergentes

Existen muchas otras tecnologías de almacenamiento energético que actualmente están siendo probadas y que están en proceso de Investigación y Desarrollo (*I+D*), es necesario considerarlas debido al cambio constante que se ha visto en desarrollo de proyectos y en los precios de las tecnologías. Algunos tipos de tecnologías de almacenamiento emergentes se presentan en la Figura 2.12.

Storage Type	Status/Innovation	Estimated Deployment Timing
Liquid Air Energy Storage Systems	System studies. Low-cost bulk storage. Small demos	2013-2014 first +MW-scale demo.
Non/Low-Fuel CAES	System studies underway to optimize cycle and thermal storage system. Low-fuel and non-fuel CAES for bulk storage.	2015 pilot demonstration of 5-MW system.
Underground Pumped Hydro	System studies. New concepts under development.	Under study.
Nano-Supercapacitors	Laboratory testing. High power and energy density; very low cost.	2013-2015
Advanced Flywheels	System studies. Higher energy density.	Under development. 2015.
H ₂ /Br Flow	Bench-scale testing. Low-cost storage.	2013-2014 pilot demo.
Advanced Lead-Acid Battery	Modules under test. Low cost; high-cycle life.	2013-2015 early field trials.
Novel Chemistries	Bench-scale testing. Very low cost; long-cycle life.	2013-2015 modules for test.
Isothermal CAES	2 MW and 1 MW System Development and Demonstration effort. Non-fuel CAES for distributed storage.	2013 pilot system tests.
Advanced Li-ion Li-air and others	Laboratory/basic science. Lower costs; high energy density.	2015-2020

Figura 2.12: Tipos de Tecnologías de Almacenamiento Energético en proceso de Investigación y Desarrollo. Fuente: Sandia National Laboratories.

Sistema de Almacenamiento por Baterías

Con respecto a los Sistemas de Almacenamiento por Baterías, BESS (*Battery Energy Storage System*) por sus siglas en inglés, existen de distintos tipos, y según sus características técnicas algunas tienen mayor ventaja para ciertas aplicaciones que otras. Tipos más comunes de sistemas de almacenamiento por baterías son los siguientes:

- Plomo-ácido (*Advanced, Flooded-Cell y Sealed*)
- Ion-Litio (Ion y Polímero)
- Zinc
- Flujo (Bromuro de Zinc y *Redox Vanadium*)

- Sodio

Con respecto al nivel de madurez de la tecnología y nivel de seguridad de cada tipo se presentan en la Figura 2.13.

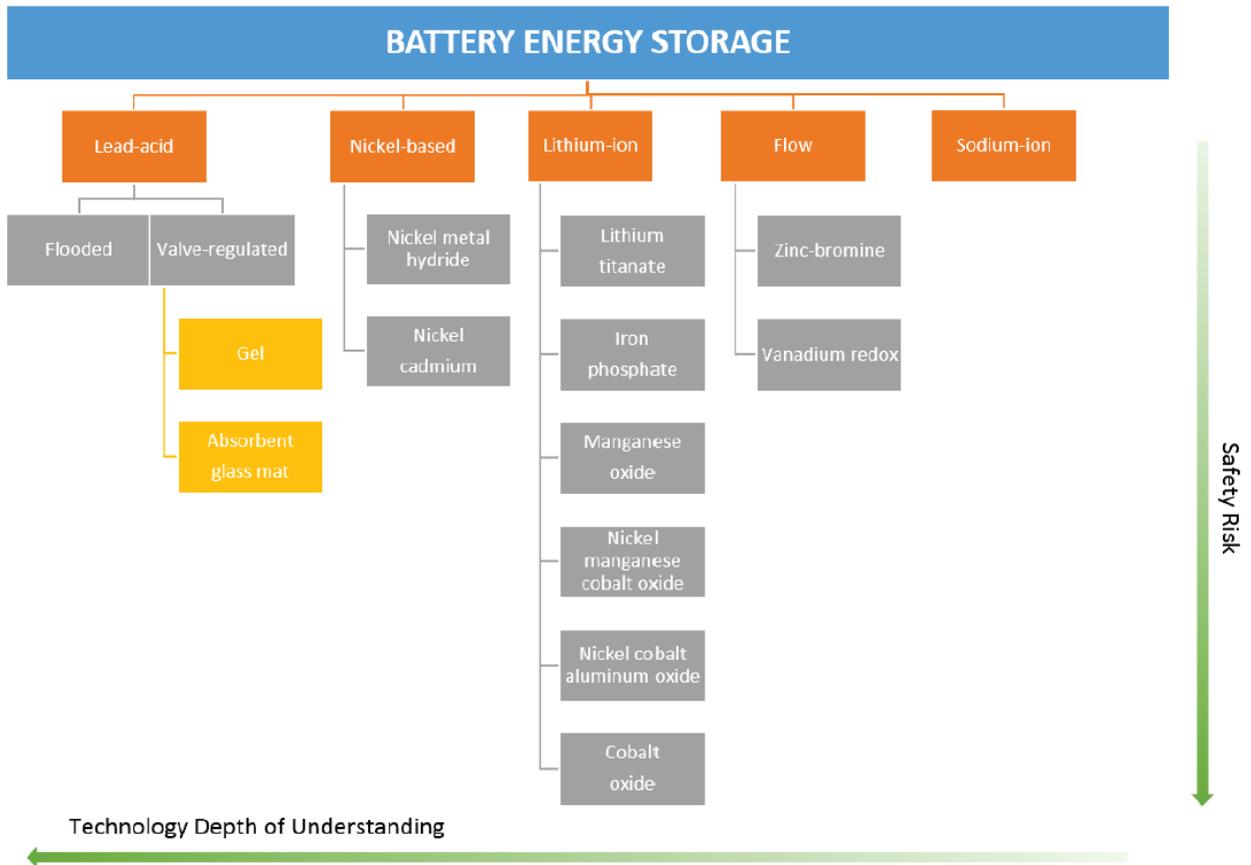


Figura 2.13: BESS según el nivel de riesgo y madurez de la tecnología. Fuente: SBC Energy Institute

1. Baterías de Plomo-Ácido

Son la tecnología más antigua entre las baterías recargables, es la de mayor madurez entre las BESS. Se compone de dos electrodos de Plomo (*Pb*) de distinta polaridad, donde se utiliza un electrolito de ácido sulfúrico. Existen de dos tipos, en base a Carbón y *Advanced*.

Tiene la ventaja de ser las de menor costo, están disponibles en distintos tamaños y diseños, y tienen una eficiencia de alrededor del 70 %. Tiene la desventaja de tener un ciclo de vida relativamente corto, entre 50-500 ciclos y problemas de seguridad por derrames de ácido sulfúrico, uso de químicos explosivos, etc. En la Figura 2.14 se observa el funcionamiento de una Batería de plomo-ácido.

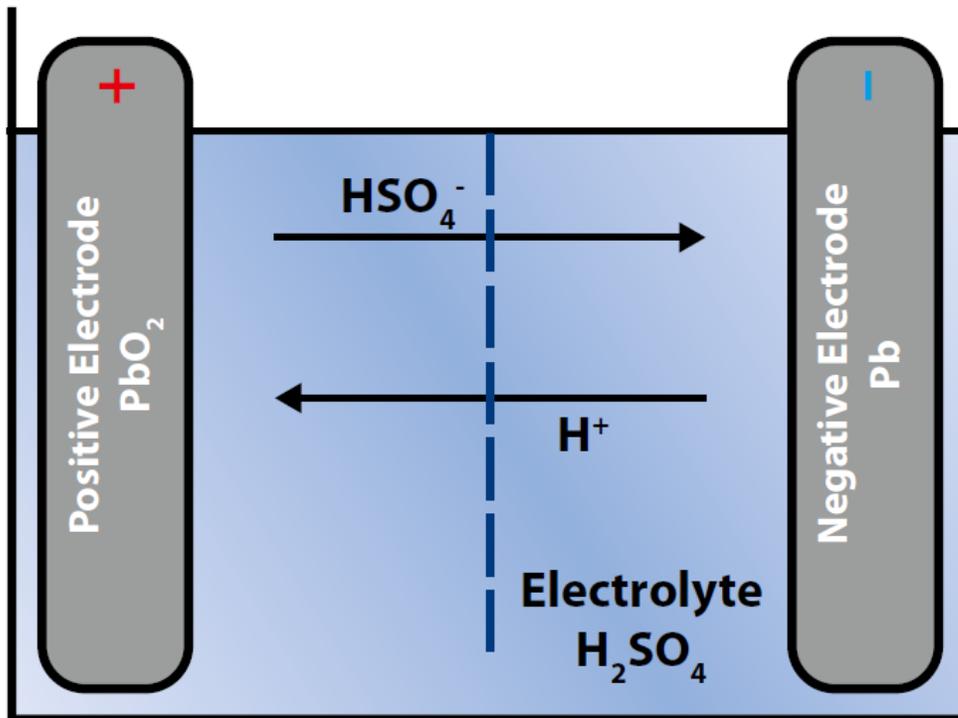


Figura 2.14: Funcionamiento de una batería de plomo-ácido. Fuente: IRENA.

2. Baterías de Zinc

Las baterías de zinc cubren una amplia gama de posibles variaciones tecnológicas, que incluyen derivados de aire-metal, son no tóxicas, son no combustibles y potencialmente tienen un costo bajo debido a la abundancia del metal primario. Estas baterías pueden ser de una capacidad entre 5 [kW] a 100 [MW], y tienen una vida útil de 10 años.

Tienen la ventaja de tener una diversa capacidad para descargar energía, pueden ser diseñadas para tener una vida útil larga y para tener una operación más segura. Tienen la desventaja de que no existen instalaciones probadas desde el punto de vista comercial, tienen baja eficiencia y una baja tasa de carga/descarga.

3. Baterías de Sodio

Son baterías que pueden funcionar a altas o a bajas temperaturas. Las de altas temperaturas poseen gran potencia y una alta densidad energética, son diseñadas para grandes proyectos comerciales o para proyectos a gran escala (*utility scale*). Las de baja temperatura son utilizadas principalmente en proyectos residenciales o pequeños proyectos comerciales.

Las de alta temperatura tienen la ventaja de que son una tecnología relativamente más madura y que tienen una larga duración y capacidad energética en comparación con las de baja temperatura que son más seguras de operar. Sus costos aún son al-

tos y tienen un potencial problema por el uso de químicos inflamables. Estas baterías operan calentando el sodio líquido hasta los 250 a 350°C, de esta manera asegura la conductividad del electrolito. En la Figura 2.15 se observa el principio de operación de las baterías de sodio.

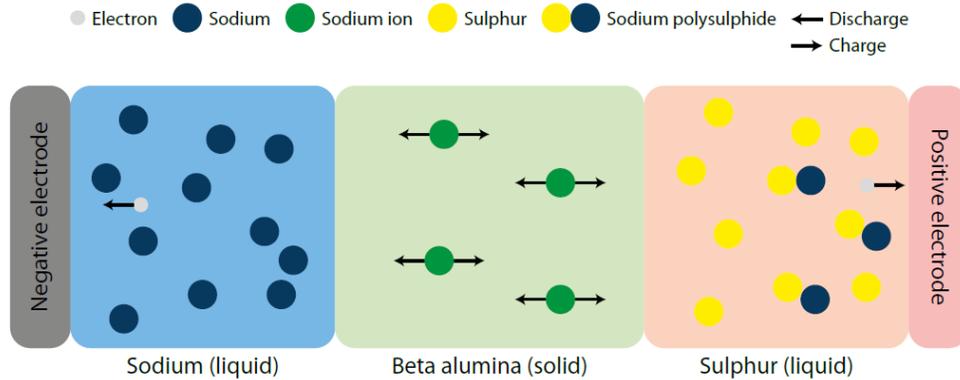


Figura 2.15: Operación de una batería de sodio. Fuente: IRENA.

4. Baterías de Flujo

Estas baterías pueden ser descritas como celdas de combustible regenerativas. Se diferencian de los tipos de baterías al no almacenar la energía dentro del electrodo, sino que se encuentra disuelta en el electrolito. Se componen de dos tanques separados por unas celdas regenerativas, el electrolito es bombeado entre estos tanques al momento de cargarse o descargarse. En la Figura 2.16 se observa el mecanismo de operación de una batería de flujo de *redox vanadium*.

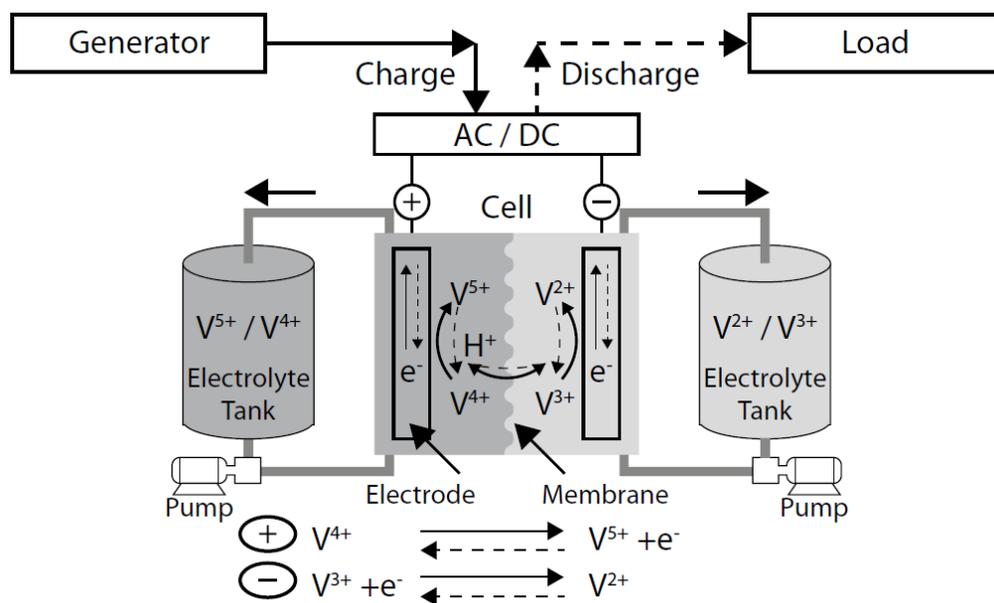


Figura 2.16: Operación de una batería de flujo de *redox vanadium*. Fuente: IRENA.

Tienen un ciclo de vida alto (+ 10.000 ciclos), alta eficiencia alrededor del 85%, en gran cantidad de proyectos se está comenzando a utilizar esta tecnología, duración de descarga entre 1 a 20 horas, tiempos de respuesta rápidos. La mayor desventaja es que existe un costo alto en el Vanadio y en el diseño de la membrana.

5. Baterías de Ion-Litio

Las baterías de ion-litio es la tecnología de almacenamiento que ha presentado el crecimiento más grande en los últimos años, esto debido al posicionamiento obtenido para aplicaciones a pequeña y gran escala, como por ejemplo el desarrollo de los autos eléctricos.

Dentro de las celdas, los iones se transmiten mediante una membrana dentro del electrolito, llamada **Separador**. Así el electrolito que consiste en una solución salina, sirve como pasillo para el paso de los iones, pero no para los electrones. La operación de esta tecnología se presenta en la Figura 2.17.

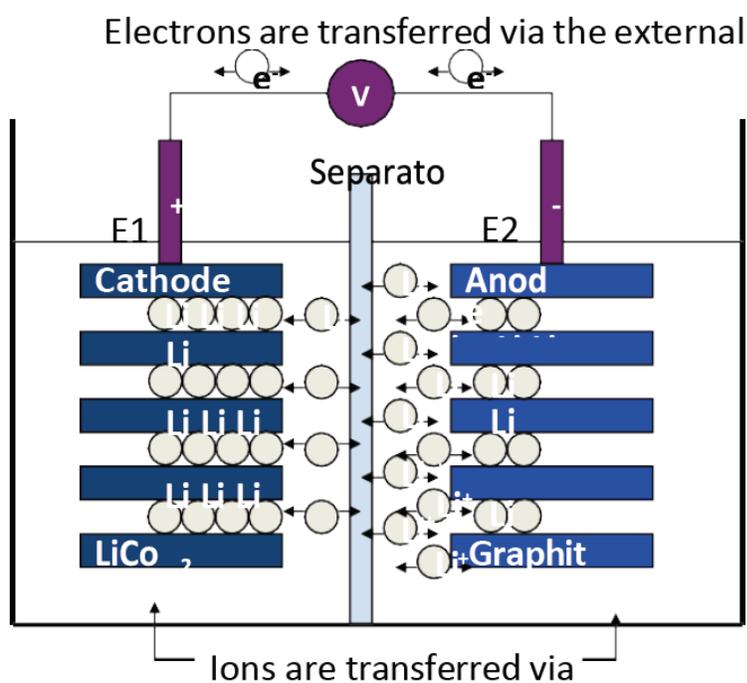


Figura 2.17: Principios de una batería de Ion-Litio. Fuente: IRENA.

Algunas ventajas y desventajas con respecto a las baterías de ion-litio se presentan en la Tabla 2.13.

Ventajas	Desventajas
Celdas selladas, no requiere mantenimiento	Costo inicial moderado
Ciclo de vida largo	Se degrada a altas temperaturas
Amplio rango de temperatura de operación	Necesidad de circuitos protectores
Larga vida útil	Pérdida de capacidad o fuga térmica cuando se sobrecarga
Baja tasa de autodescarga	Ventilación y posible fuga térmica al romperse
Capacidad de carga rápida	Los diseños cilíndricos generalmente ofrecen una menor densidad de potencia que el níquel-cadmio (NiCd) o el hidruro metálico de níquel (NiMH)
Capacidad de descarga de alta velocidad y alta potencia	
Alta eficiencia y densidad energética	
No hay efecto memoria	

Tabla 2.13: Ventajas y Desventajas de Baterías de Ion-Litio

2.2. Mercado Eléctrico Chileno

El mercado eléctrico chileno se separa en 3 segmentos diferentes, generación, transmisión y distribución. Y opera en el SEN (Sistema Eléctrico Nacional) que se extiende desde la región de Arica y Parinacota hasta la región de Los Lagos. También existen otros sistemas eléctricos en el país, en la región de Aysén y en Magallanes, pero estos son sistemas medianos por lo que no se rigen por las mismas regulaciones.

Los segmentos de distribución y transmisión son regulados y tienen obligatoriedad de servicio y precios fijados conforme costos eficientes. En el segmento de generación se ha instaurado un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal (*Peak Load Pricing*), en donde los consumidores pagan un precio por energía y un precio por capacidad (Potencia) asociado a las horas de mayor demanda.

El modelo Marginalista, si es que la estructura del parque de generación está adaptado a la demanda, teóricamente asegura que la venta por ingresos de energía a costo marginal, más los ingresos por potencia al costo de desarrollo de la potencia punta, cubren exactamente los costos de inversión más los costos de operación de los productores considerados en su conjunto.

Para el despacho centralizado, que está a cargo del CEN (Coordinador Eléctrico Nacional), es necesario que las empresas generadoras entreguen sus costos de operación (costos susceptibles de ser auditados). Como consecuencia, se obtiene el despacho horario del sistema que corresponde a un orden de mérito en función del costo variable de operación, que da lugar a las transferencias o intercambios comerciales de energía del sistema entre las empresas antes descritas. Son las empresas de generación y empresas de distribución las que ejercen el rol de comercializadores de energía.

Existen 3 tipos de segmentos comerciales:

1. Mercado Spot:

Corresponde al mercado que pertenecen todas las empresas generadoras que operan

en sincronismo con el sistema. Cuentan con el llamado CEN como organismo coordinador del despacho físico de energía. Las empresas generadoras tienen derecho a vender la energía que evacúan al sistema al costo marginal instantáneo (precio Spot), así como sus excedentes de potencia a precio de nudo de la potencia.

2. Mercado de clientes libres:

En este mercado, los clientes libres efectúan una valorización de la electricidad por medio de negociación directa con los productores de electricidad, es decir sin regulación. Los acuerdos quedan estipulados en contratos comerciales. Cabe señalar que en este mercado las empresas generadoras y distribuidoras operan como comercializadoras, ya que pueden realizar la negociación de la energía con los clientes libres a un precio libre, acordado por ambas partes.

3. Mercado minorista:

El mercado de distribución lo constituyen los clientes regulados y las respectivas empresas concesionadas de distribución. Su operación está regulada y restringida a las áreas de concesión con tarifas fijadas por la autoridad cada cuatro años, en base a los costos medios de una empresa ideal o modelo. El precio de venta de electricidad a clientes regulados está estipulado como el precio de nudo de la barra de retiro respectiva más el Valor Agregado de Distribución (VAD).

En la Figura 2.18 se presenta las relaciones entre las empresas generadoras, distribuidoras y los clientes finales, para cada tipo de mercado.

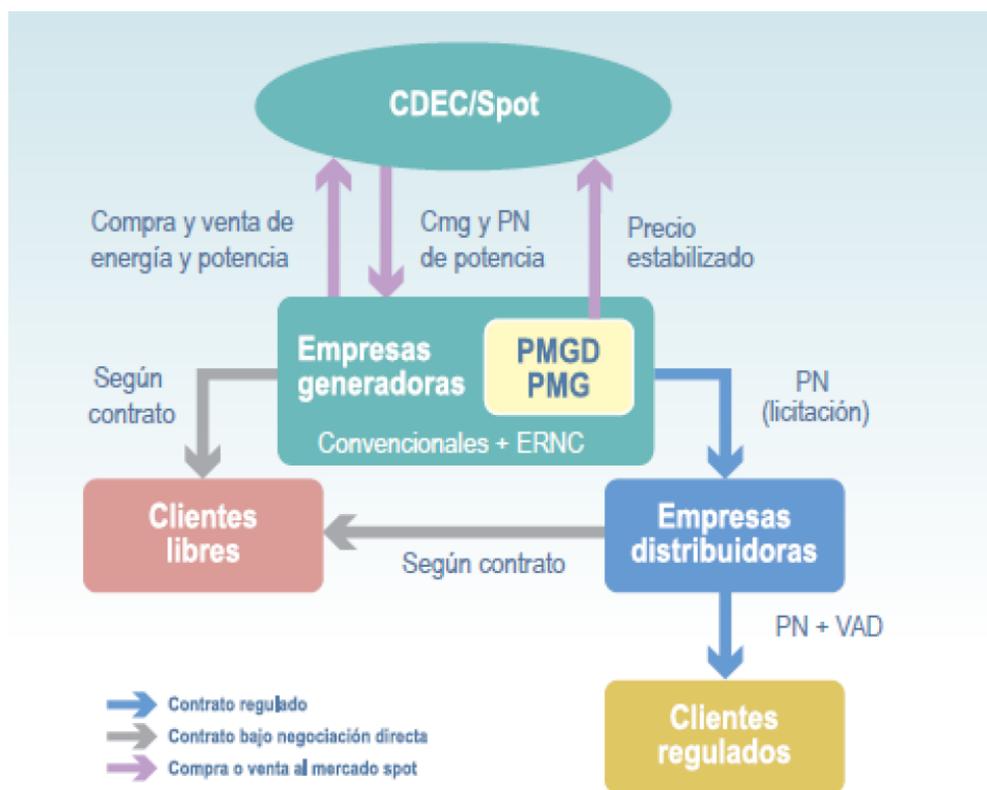


Figura 2.18: Remuneraciones Mercado Eléctrico. Fuente: CNE.

2.2.1. Integración de Sistemas de Almacenamiento en Chile

En Chile a partir del marco regulatorio de la ley 20.936 publicado el año 2016, por primera vez se enuncia un reglamento de coordinación y operación para sistemas de almacenamiento en Chile. Esto se debe al crecimiento y el interés de empresas en Chile por realizar este tipo de instalaciones. A la fecha de emisión de esta memoria existen los siguientes ESS de Ion-Litio en Chile (información extraída de DOE Global Energy Storage Database [5]):

Nombre	Tipo de Tecnología	Estado	Potencia [kW]	Duración [horas]
Los Andes Substation BESS - AES Gener	Batería de Ion-Litio	Operacional	12000	1.0
AES Angamos Storage Array	Batería de Ion-Litio	Operacional	20000	0.3
Cochrane Thermal Power Station Storage System - AES Gener & AES Energy Storage	Batería de Ion-Litio	Anunciado	20000	0.32
ENGIE Energía Chile Arica 2 MW / 2 MWh ESS	Batería de Ion-Litio	Anunciado	20000	1

Tabla 2.14: Sistemas de almacenamiento en Chile

Este documento corresponde al Decreto N°125 [8] el cual actualmente se encuentra retirado de la Contraloría General de la República (retirado el 11/09/18), y corresponde al Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, donde en el Capítulo 6 corresponde al **Almacenamiento de Energía en el Sistema Eléctrico**.

En el decreto se define sistemas de almacenamiento como: “Equipamiento tecnológico capaz

de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento."(Artículo 225°)

Algunos artículos y definiciones importantes a considerar de este reglamento:

- **Definición Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento:** “Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas en el mismo punto de conexión al sistema eléctrico. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.”
- **Artículo 90** “Los Sistemas de almacenamiento interconectados al sistema eléctrico podrán destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía.”
- **Artículo 92** “En los Sistemas de almacenamiento y en las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, se distinguirán dos modos de operación, denominados Modo Retiro y Modo Inyección. El modo retiro corresponde a aquel en el que se transforma la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico, en otro tipo de energía para su almacenamiento. Por su parte, el modo inyección corresponde a aquel en el que se transforma la energía previamente almacenada, proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico.”
- **Artículo 94** “Los retiros de energía realizados para el proceso de almacenamiento y destinados al arbitraje de precios de energía, deberán ser reconocidos al costo marginal de la barra de retiro de dicha energía. En tanto, las inyecciones de energía que éstos realicen deberán ser valorizadas al costo marginal de la barra de inyección de dicha energía.”
- **Artículo 98** “Los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento destinados al arbitraje de precios de energía deberán comunicar al Coordinador un programa de retiros, en la forma, periodicidad y oportunidad de acuerdo a la respectiva norma técnica. El programa de retiros deberá especificar el nivel estimado de retiro de energía eléctrica, con una resolución al menos horaria, para todas las horas en un determinado horizonte de tiempo, que deberá ser determinado por el Coordinador de acuerdo con las características técnicas y el impacto sistémico de la operación esperada de la respectiva instalación.”
- **Artículo 99** “El Coordinador deberá determinar un programa eficiente con los niveles óptimos de inyecciones y retiros para el Sistema de Almacenamiento que, preservando la

seguridad de servicio del sistema eléctrico, minimice el costo total actualizado de abastecimiento. El Coordinador deberá comparar los niveles de retiro del programa eficiente de inyecciones y retiros determinado previamente, con los indicados en el programa de retiros presentado por el Coordinado respectivo. Del resultado de esta comparación, deberán ser calificadas por el Coordinador como horas que no contribuyen a la operación económica y segura del sistema, aquellas horas del programa de retiros presentado por el titular, que tengan niveles de retiro superiores a las del programa eficiente de inyecciones y retiros."

- **Artículo 105** "El costo variable de un Sistema de Almacenamiento destinado al arbitraje de precios de energía, será determinado por el Coordinado. El costo variable de un Sistema de Almacenamiento será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico, para el proceso de almacenamiento durante la ventana de valorización, al costo marginal de la barra de retiro respectiva, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, ajustado por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de retiro, almacenamiento e inyección de energía eléctrica."
- **Artículo 110** "En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga, es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación."

Se entenderá que la energía almacenada proviene exclusivamente de lo producido por la componente de generación. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio."

2.2.2. Ingresos por Potencia de Suficiencia

Decreto N°62

El decreto N°62 de la Ley General de Servicios Eléctricos aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia entre empresas generadoras, donde se establece el cálculo de la Potencia de Suficiencia que es la potencia que una unidad generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del subsistema. A partir de dicha potencia, se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada generador.

La potencia de suficiencia se calcula para cada unidad generadora, y depende de las características de su energético primario, su tasa de fallas forzadas, salidas de operación programadas y su contribución conjunta en el sistema, se le reconoce una potencia con la cual se determina su ingreso por potencia (venta de potencia). Este pago se recibe por unidad de capacidad [MW], independientemente de si han sido despachados o no.

Para el cálculo de la **Potencia de Suficiencia** es necesario conocer:

- **Demanda de Punta:** que corresponde al promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada subsistema, para el año de cálculo.
- **Subsistema:** los valores horarios de demanda que se van a considerar en las demandas de punta van a depender de donde esté ubicada la central a la que se le quiere calcular su potencia de suficiencia. A partir del Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del segundo semestre de 2017, se identificaron los siguientes subsistemas:
 1. **Subsistema SEN-SING:** Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas en las actuales instalaciones del SING, siendo la subestación básica de potencia Lagunas 220 kV.
 2. **Subsistema SEN-SIC Centro-Norte:** Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Cautín 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV.
 3. **Subsistema SEN-SIC Centro-Norte:** Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas entre las subestaciones Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Puerto Montt 220 kV.
- **Potencia Inicial:** se calcula como la Potencia Bruta que cada unidad puede aportar al sistema en forma confiable, en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación.

$$Pini_i = Pbruta_i[\text{combustible}; \text{recurso afluyente}; \text{limitaciones}] \quad (2.1)$$

El valor resultante de Potencia del punto anterior se compara con la respectiva Potencia Máxima para cada unidad generadora de modo de asegurar que la potencia inicial debe resultar menor o igual a su Potencia Máxima.

$$Pini_i = MIN(Pini_i; PMax_i) \quad (2.2)$$

- **Potencia de Suficiencia Preliminar:** La Potencia Inicial de cada unidad generadora debe ser comparada con su Potencia Equivalente.
 - **Potencia Equivalente:** se obtendrá a partir del promedio ponderado de los estados deteriorados y estados disponibles de cada unidad generadora.

En el DS N°62 en su artículo 49° establece que la Potencia de Suficiencia Preliminar se obtiene utilizando un modelo probabilístico.

La Potencia de Suficiencia Preliminar de cada unidad generadora se obtiene mediante un análisis probabilístico, evaluando en valor esperado la potencia que ella aporta a la Suficiencia de Potencia para el abastecimiento de la Demanda de Punta, considerando el conjunto de las unidades generadoras, su Potencia Inicial, y la indisponibilidad forzada de cada unidad (IFOR).

De esta forma se puede calcular la **Potencia de Suficiencia Definitiva** de cada unidad generadora que corresponderá a la Potencia de Suficiencia Preliminar escalada por un factor único para todas las unidades generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia Definitiva de las unidades generadoras sea igual a la Demanda de Punta del sistema.

$$Pot.Suf.Definitiva_i = Pot.Suf.Prel_i \cdot \frac{Demanda\ de\ Punta}{\sum_1^n Pot.Suf.Prel_i} \quad (2.3)$$

Con respecto al pago de potencia de Centrales solares y eólicas, la **Potencia Inicial** corresponde a la siguiente comparación:

$$PotenciaInicial_i = MIN(FP_{anual}; FP_{52horas}) \quad (2.4)$$

Donde:

FP_{anual} : Menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo.

$FP_{52horas}$: Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo.

Modificación Decreto N°62

Modificación al Decreto N°62 es un documento que busca hacer cambios al Decreto N°62 con el objetivo de incluir las nuevas tecnologías y los cambios que ha sufrido y que se proponen va a tener la topología del SEN (Sistema Eléctrico Nacional), debido que el vigente Decreto Supremo N°62 es del año 2006 y está desactualizado con respecto al sistema eléctrico actual. El borrador fue sometido a una Consulta Ciudadana, la cual terminó en noviembre del 2017. Actualmente sigue en vigencia el Decreto N°62 del 2006.

En este documento se describe el cálculo de potencia inicial para una central renovable con capacidad de almacenamiento, configuración que no existe en el actual Decreto. Para calcular la potencia de suficiencia de este nuevo tipo de central generadora se asimiló a una central renovable con capacidad de regulación, y lo describe de la siguiente forma:

“Artículo 38: Las centrales cuya capacidad de regulación sea insuficiente para generar su Potencia Máxima por al menos 24 horas, se denominarán centrales con capacidad de regulación intra diaria. Se entenderá que una unidad generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación intra diaria cuando la capacidad máxima de su embalse o estanque de acumulación más la potencia afluente promedio anual para la condición hidrológica establecida en el

Artículo 36 del presente reglamento, es suficiente para que la unidad generadora opere por al menos 5 horas consecutivas con una potencia igual o menor a su Potencia Máxima."

"Artículo 40 bis: Para el cálculo de la Potencia Inicial de centrales renovables con capacidad de almacenamiento o regulación, de tecnología distinta a la hidroeléctrica, el Coordinador calculará una energía de regulación individual de cada una de estas centrales, como el mínimo valor entre la energía máxima anual que puede ser generada por ésta, y la energía afluente promedio anual de la central para la condición más desfavorable que establezca la norma técnica. En particular, para centrales hidráulicas con capacidad de regulación, la condición anteriormente referida será la condición hidrológica seca que defina la norma técnica."

2.3. Integración BESS con Central Fotovoltaica

Con el objetivo de responder a la inquietud que se presenta en esta memoria es necesario acotar las aplicaciones y el tipo de tecnología de almacenamiento con lo que se busca resolver.

Entre los tipos de almacenamiento enunciados en la Sección 2.1.2 se destaca entre todos los **Sistemas de Almacenamiento por Baterías** especialmente las **Baterías de Ion-Litio** principalmente por su características constructivas, ya que por ejemplo al contrario de centrales de bombeo que necesitan ubicarse en un lugar donde existan dos reservorios de agua a distintas alturas, o las de aire comprimido que necesitan un reservorio geológico, o las centrales de concentración solar que necesitan instalarse en un lugar donde exista una buena radiación solar, etc. Las BESS no tienen estas restricciones y pueden ubicarse y ser desplazadas sin mayor dificultad. Además, las baterías de ion-litio son la tecnología más desarrollada en cuantos a las tecnologías emergentes o de otros tipos de BESS, con la mayor cantidad de proyectos en construcción o en planificación, esto acompañado también por la baja en sus precios.

Con respecto a la aplicación del sistema de almacenamiento, esta memoria tiene su enfoque en su integración con una central fotovoltaica por lo que se estudiará solo las aplicaciones que permitan servicios en generación. Dicho esto, ESS de pequeña potencia o de corta duración quedan descartados para su integración con una central generadora.

2.3.1. Central Fotovoltaica

Una central fotovoltaica es un conjunto de instalaciones destinadas al suministro de energía eléctrica a la red mediante el empleo de sistemas fotovoltaicos a gran escala. La función de la central fotovoltaica es captar y transformar la radiación solar en electricidad.

Las componentes de una central fotovoltaica son los siguientes:

- **Células fotovoltaicas:** Generalmente compuestas de silicio. Las células fotoeléctricas son las encargadas de captar la energía solar y transformarla en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.

- **Armario de corriente continua:** Recibe la electricidad generada por las células fotovoltaicas.
- **Inversor:** Convierte la corriente continua a corriente alterna.
- **Armario de corriente alterna:** Recibe la electricidad que el inversor ha transformado en corriente alterna.
- **Centro de transformación:** Sitio donde la energía se adapta a las condiciones de intensidad y voltaje aptos para ser transportada.
- **Líneas de transmisión:** Se trata de las líneas que permiten transportar la energía eléctrica hasta los centros de consumo.
- **Sala de control:** Sitio donde se supervisa el funcionamiento de todos los elementos de la central fotovoltaica.

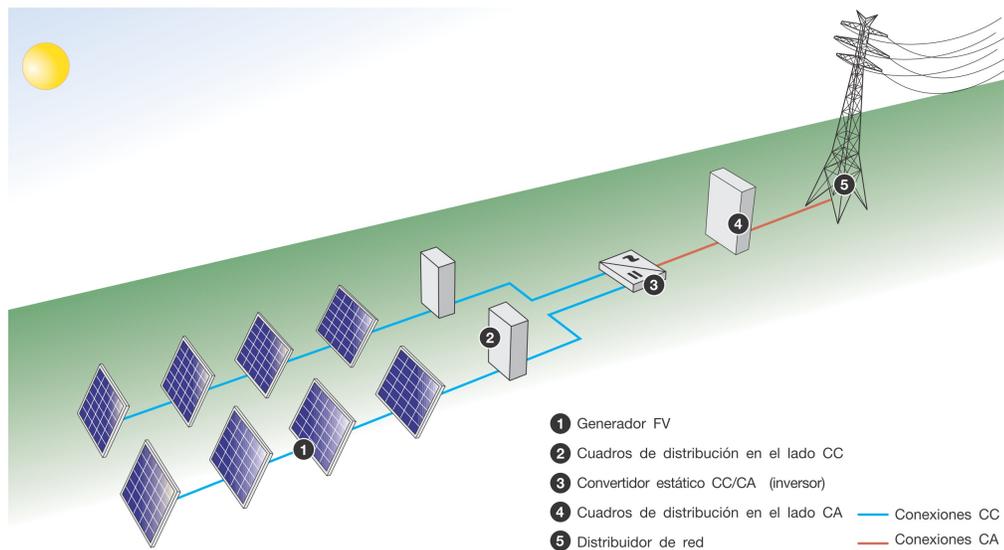


Figura 2.19: Diagrama central fotovoltaica

2.3.2. Aspectos Técnicos

Con respecto a los aspectos técnicos de integración entre sistemas BESS y centrales fotovoltaicas existen dos tipos:

1. **Acoplamiento en CA:** Según la definición del Reglamento de Coordinación y Operación de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, ambos sistemas deben estar conectados al mismo punto de conexión a la red eléctrica. Por lo tanto, para el acoplamiento en CA (corriente alterna), ambos sistemas deben compartir el punto de interconexión a la red, pero están conectados a distintos inversores. Pueden ser despachados juntos o por separado.

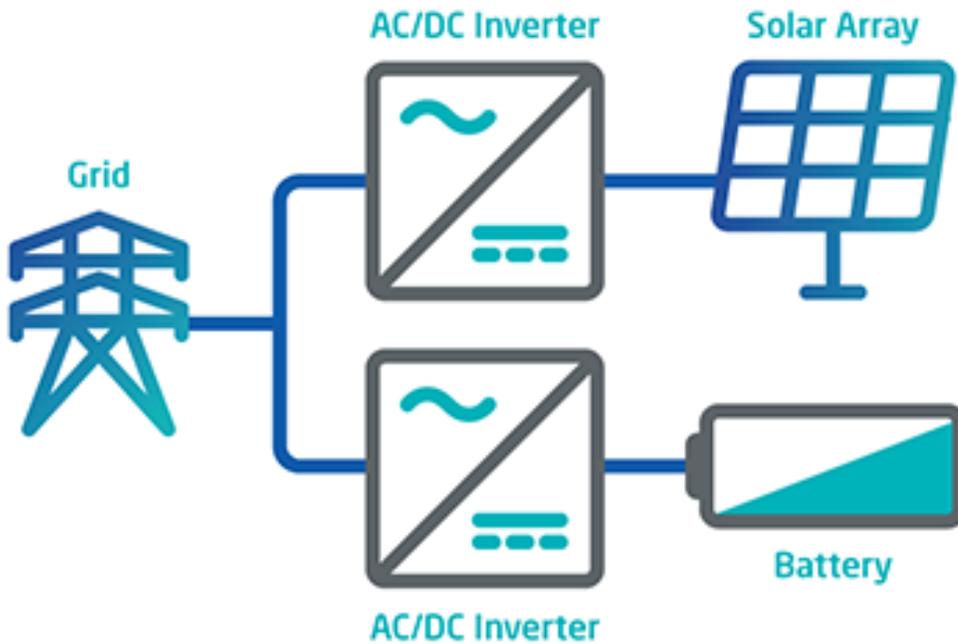


Figura 2.20: Diagrama conexión Acoplamiento en CA. Fuente: Fluence.

2. **Acoplamiento en CC:** La energía solar y la del almacenamiento comparten el mismo punto de interconexión, pero se encuentran conectados por el lado de CC (corriente continua), por lo tanto, comparten el mismo inversor. En esta configuración la central es despachada como una sola instalación. Además, si el inversor es unidireccional como los que se encuentran en las actuales instalaciones de centrales fotovoltaicas la energía almacenada por la batería solo proviene de la central fotovoltaica, por lo tanto, no realiza retiros desde la red.

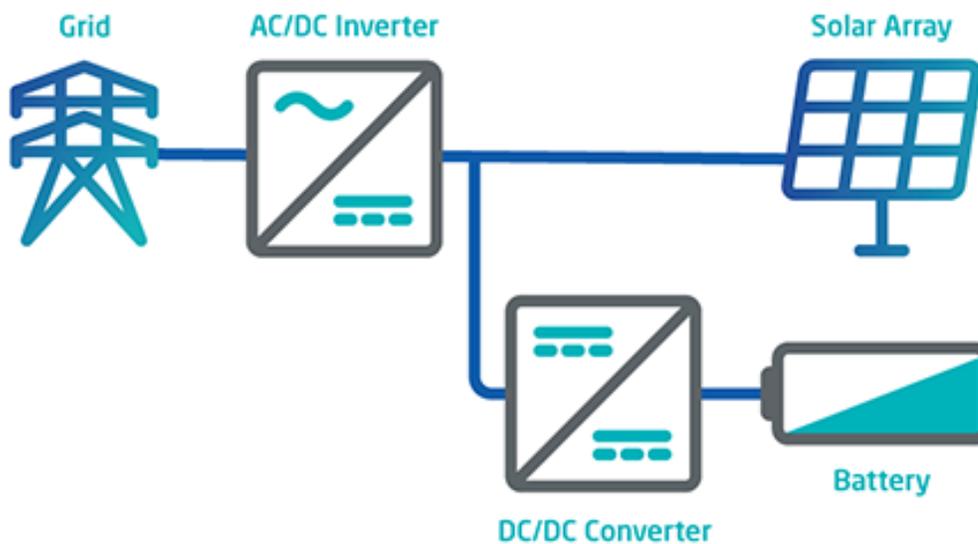


Figura 2.21: Diagrama conexión Acoplamiento en CC. Fuente: Fluence.

2.3.3. Aspectos Económicos

La integración en propuesta en esta memoria corresponde a la instalación de la BESS a la Central Fotovoltaica, por lo tanto, se asume que la central ya está construida y corresponde a un costo hundido en la evaluación económica del proyecto.

En cuanto a los componentes que afectan de manera significativa en los costos del proyecto son principalmente: la **Batería** que su valor depende de su capacidad de almacenamiento y las horas de descarga de energía, y el **Inversor** que en el caso del Acoplamiento en CC se ahorra uno en comparación con el Acoplamiento en CA, pero es necesaria la instalación de Convertidores CC-CC entre la central fotovoltaica y la batería. Menor impacto en el costo representa la cantidad y longitud de **Líneas de transmisión** a utilizar, debido a la incorporación de la batería.

Otro punto de interés en los costos de las baterías de ion-litio proviene directamente del aumento en la demanda y el desarrollo tecnológico de este tipo de batería, lo que ha visto los precios bajar y se espera que sigan bajando como se observa en la Figura 2.22.

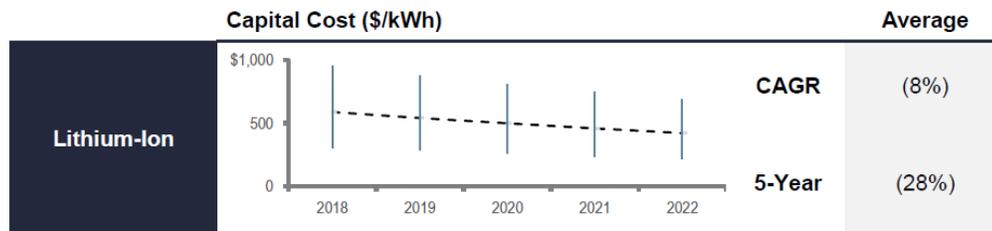


Figura 2.22: Proyección en los precios de Baterías de Ion-Litio. Fuente: Lazard. [11]

Costos de los componentes de una central fotovoltaica (estructura inclinada y tasa sobredimensionamiento = 1,3) con un sistema de BESS *standalone*, es decir, independiente de la central fotovoltaica se presentan en la Tabla 2.15.

Componente	Costos	
	2016	2020
Sistema FV	\$1.343/kW (CC)	\$912/kW (CC)
Sistema FV (O&M)	\$12/kW-yr	\$11/kW-yr
Módulo de Batería	\$304/kWh	\$217/kWh
Batería (BOS)	\$612/kW	\$398/kW
Batería (O&M)	\$9/kW-yr	\$9/kW-yr

Tabla 2.15: Costo por componente para una central fotovoltaica más una batería *standalone*. Fuente: NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). [9]

Donde *BOS* corresponde a los gastos incurridos en los componentes del sistema sin considerar el sistema principal (en este caso el módulo de la batería), y *O&M* corresponde a los gastos incurridos en Operación y Mantenimiento del sistema.

Con respecto a la reducción de costos asociados al realizar uno de los acoplamientos descritos anteriormente, se presentan en la Tabla 2.16.

Tipo de Acoplamiento	Reducción de costo (\$/kW)	
	2016	2020
Acoplamiento en CA	\$161 (26 %)	\$118 (30 %)
Acoplamiento en CC	\$221 (36 %)	\$158 (40 %)

Tabla 2.16: Reducción de costos de BOS asociado al acoplamiento

Los costos de inversión de los módulos y del BOS de la batería que se van a considerar, son obtenidos del estudio mencionado anteriormente hecho por *NREL (National Renewable Energy Laboratory)* [9], por lo tanto los costos quedan de la siguiente forma según la configuración en que se conecte:

	Precio Modulo [\$/kWh]	BOS Batería [\$/kW]
Independiente	217	398
Acoplamiento CA	217	280
Acoplamiento CC	217	240

Tabla 2.17: Costos de inversión NREL [9]

Para validar estos precios se van a comparar con el estudio hecho por Lazard [11], donde se muestran los costos separados por sus componentes en CC y en CA para una batería de 4 horas de almacenamiento, donde se presentan los siguientes costos:

	Costo CC [\$/kWh]	Costo CA [\$/kW]
Gran tamaño - Mejor caso	232	49
Gran tamaño - Peor caso	398	61
Pequeño tamaño - Mejor caso	265	33
Pequeño tamaño - Peor caso	293	79

Tabla 2.18: Costos de inversión Lazard [11]

Cómo se observa en las tablas 2.17 y 2.18 los costos se ven muy diferentes entre distintos estudios, para compararlos se calcula la inversión para una batería de 20 [MW] y para 3, 4, 5 y 6 horas de almacenamiento:

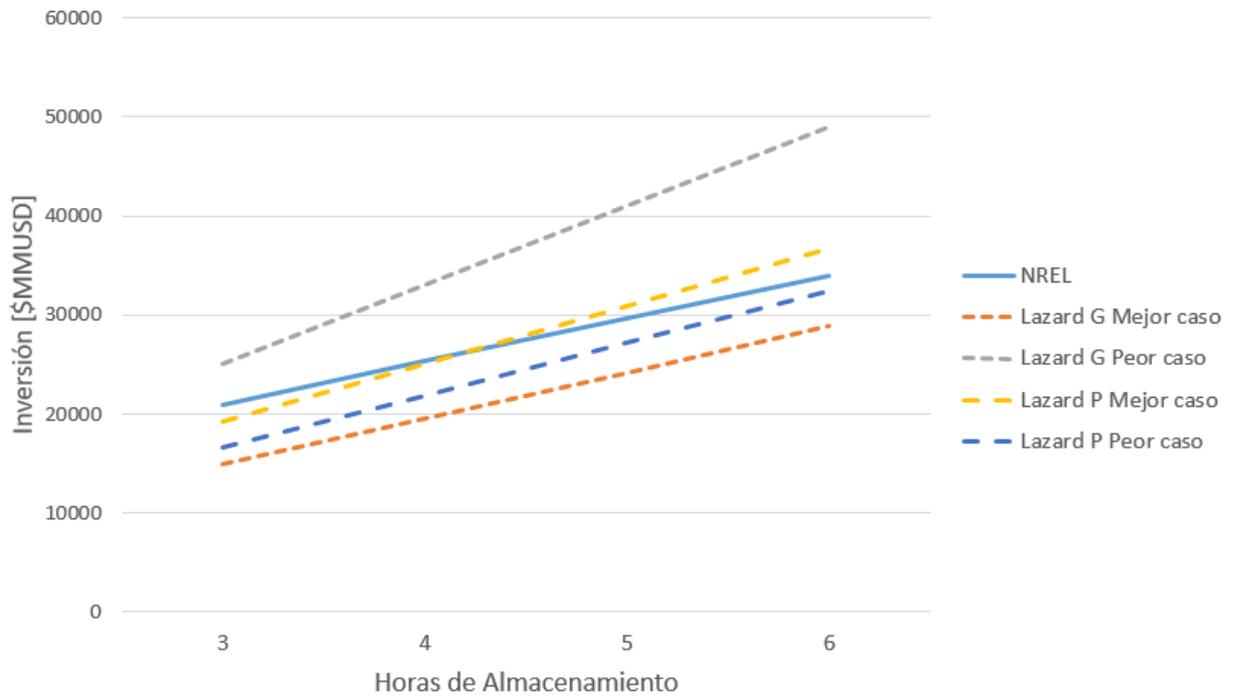
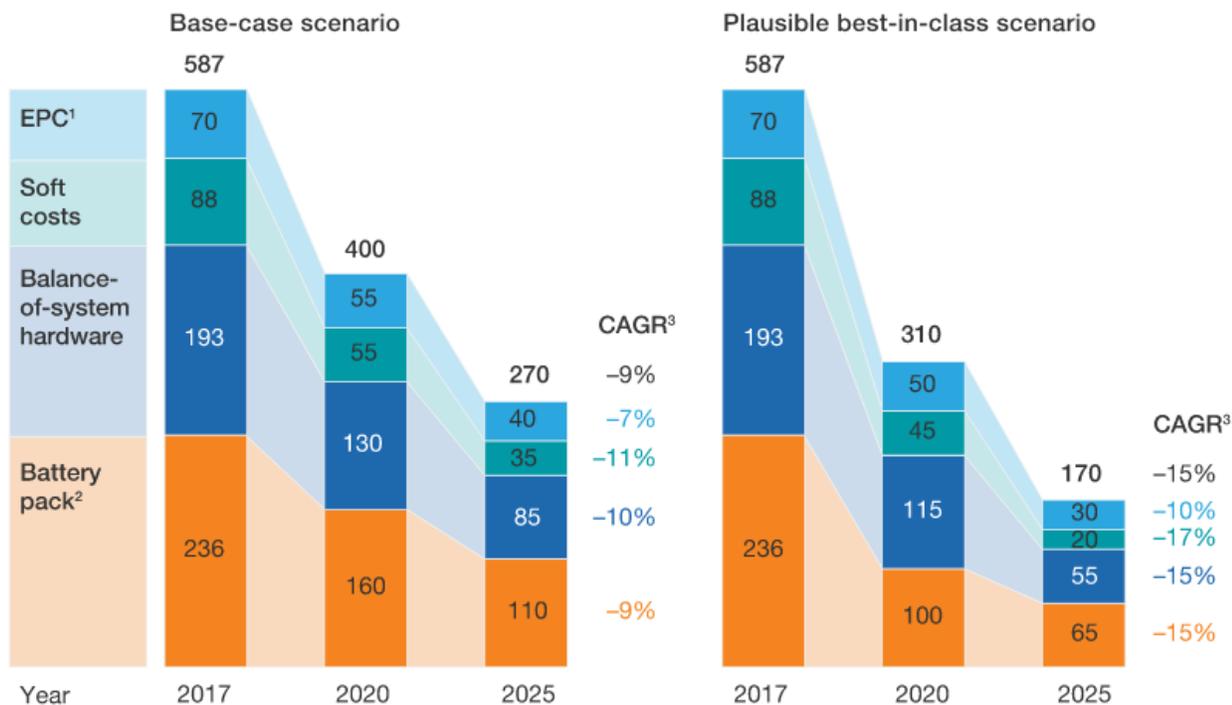


Figura 2.23: Comparación de costos de inversión entre el NREL y el Lazard.

De la Figura 2.23 se observa que los costos a utilizar en esta memoria (NREL) están dentro de los valores aceptados por estudios de consultores financieros serios como lo es Lazard.

Otro estudio de proyección de costos de inversión de baterías corresponde al realizado por *McKinsey&Company* [15], una de las empresas de consultoría estratégica más prestigiosas a nivel mundial. Las proyecciones de costos son los siguientes:

Cost of a 1-megawatt energy-storage system with a 1-hour duration by segment,
 \$ per kilowatt-hour/% change



¹Engineering, procurement, and construction.

²Battery-pack cost includes battery-management system, cells, and modules.

³Compound annual growth rate, 2017 to 2025.

Figura 2.24: Proyección de precios de baterías. Fuente: McKinsey&Company.

Capítulo 3

Metodología

Para el desarrollo de la memoria se realizaron los siguientes procedimientos:

1. Identificar las variables que directa o indirectamente afectan en la operación técnico-económica de la central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento.
2. Realizar evaluación técnico-económica del proyecto que contempla una central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento considerando las combinaciones de variables que puedan afectar al proyecto.
3. Analizar los resultados obtenidos para conocer cuáles son las variables con mayor importancia para viabilizar la realización de estos tipos de proyectos en Chile.

Dentro de las variables que pueden afectar la planificación de una central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento están:

- **La potencia y la duración de la batería:** Estos factores afectan directamente el monto de la inversión de la batería. El dimensionamiento dependerá del uso, las condiciones de mercado y el marco regulatorio en el que se desenvolverá el BESS.
- **La diferencia de Costos Marginales y su evolución en el tiempo:** Bajo el esquema de arbitraje de precios, es necesario proyectar el costo marginal de la barra donde se encuentra la instalación, para estimar el balance óptimo de inyecciones y retiros.
- **Tipo de configuración FV+BESS:** Como se vio en la Sección 2.3, existen distintos tipos de configuraciones para integrar una batería a una central fotovoltaica, lo cual significa incurrir en distintos costos y forma de operar de la batería.
- **Costo de la Batería:** Una de las principales dificultades que han presentado los ESS para integrarse a los sistemas eléctricos han sido los altos costos de inversión. Sabiendo que según las proyecciones de precios de estos tipos de tecnologías los costos están bajando, es importante saber cuánto es necesario que bajen los precios para que el proyecto sea rentable.

- **Producción Planta Fotovoltaica:** El dimensionamiento de la batería va a depender del tamaño de la planta fotovoltaica, los efectos estacionales, variación de la radiación solar que afecta la producción y la degradación de los paneles. Se debe considerar también las fallas típicas y programas de limpieza de los paneles que afectan la producción real de la central.
- **Función de la BESS:** Para dar servicios de generación, la batería puede funcionar haciendo arbitraje de energía y/o como aporte a la potencia de suficiencia de la central fotovoltaica.
- **Marco regulatorio de centrales FV+BESS:** Un importante factor dentro de la remuneración de la operación de una central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento es la regulación eléctrica del país frente a este tipo de instalaciones. Muchos modelos de remuneración se están probando en distintos países, para que la integración de sistemas de almacenamiento sea factible, y a nivel local existen algunos modelos propuestos que se van a estudiar en la evaluación.

3.1. Procedimiento

Al tener la información clara y recopilada sobre las variables mencionadas anteriormente es posible elaborar un modelo que logre cumplir con los objetivos de la memoria. Para esto se utilizó la herramienta Planilla de Cálculos de Excel. Es importante hacer notar que este proceso de optimización está adaptado para un año en particular, por lo que resultados de despacho e ingresos son adecuados para el año calculado, y para hacer la evaluación económica del proyecto se tomaron supuestos de variación de costos marginales, de producción solar de la planta fotovoltaica y del comportamiento de la demanda.

El proceso a seguir para obtener los resultados que cumplan con el objetivo de la memoria se presentan en la siguiente Figura 3.1:

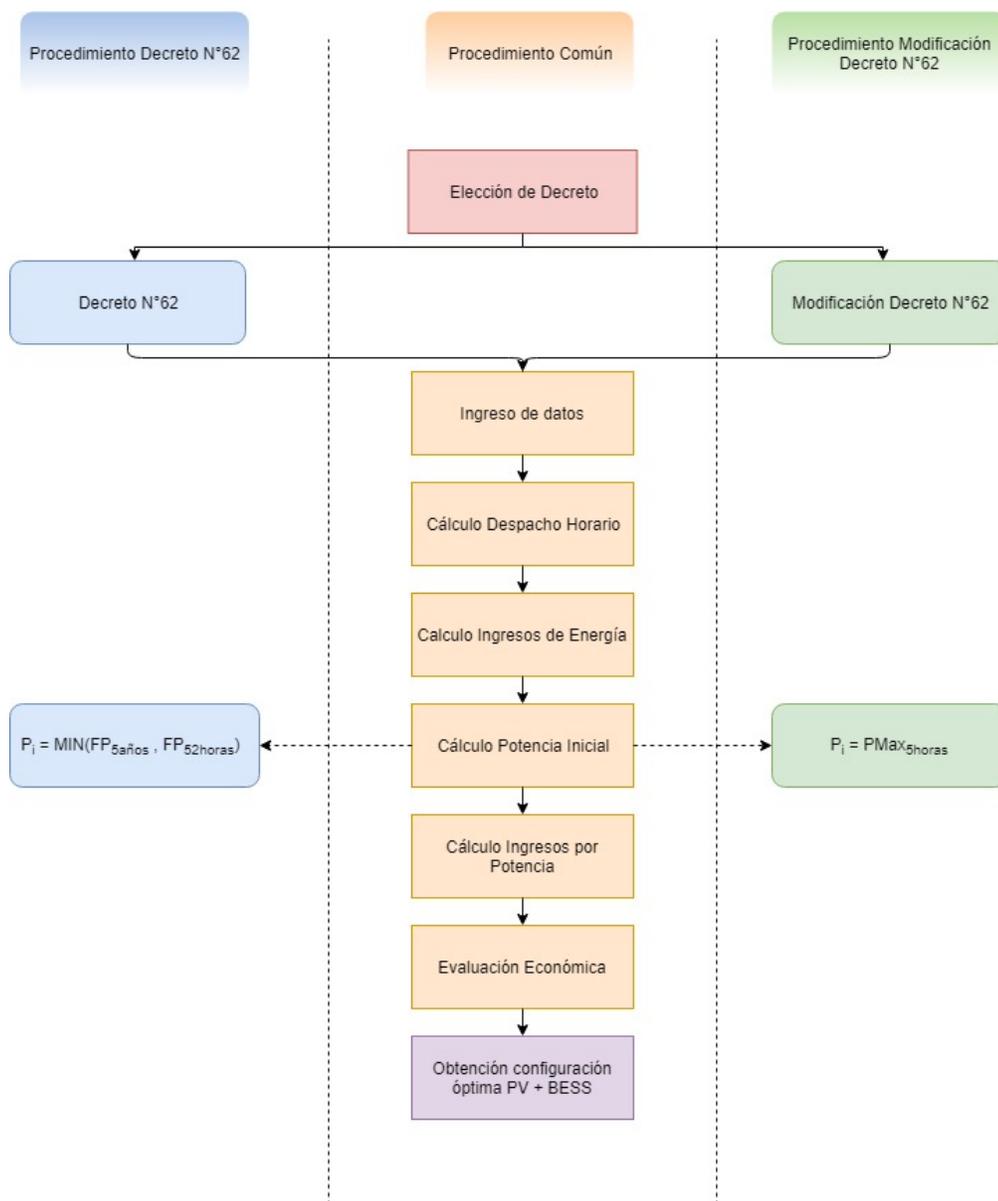


Figura 3.1: Diagrama de Flujo de la Metodología

A continuación, se explicará en detalle cada procedimiento mencionado anteriormente:

3.1.1. Elección de planilla

Se utilizaron dos tipos de planillas distintas, una utilizando la forma de remuneración de potencia descrita en el **Decreto N 62** que es el decreto que está actualmente vigente en la Ley de General de Servicios Eléctricos, y el **Modificación Decreto N 62** que corresponde a cambios necesarios del Decreto N°62 debido a las modificaciones introducidas en materias de prestación de servicios complementarios y de la Coordinación y Operación del sistema Eléctrico Nacional en la Ley N°20.936. Dentro de cada una de estas planillas se van a realizar los mismos pasos descritos a continuación, solo que el cálculo del pago por concepto de potencia para la configuración de la planta solar con capacidad de almacenamiento va a ser distinta, y se va a realizar como se explicó en la sección 2.2.2. Es importante destacar que las horas de carga y descarga para el análisis de optimización consideradas para cada caso son las mismas, pero esto no significa que las dimensiones de las baterías analizadas para cada caso son iguales, ya que se dimensionaron de acuerdo a maximizar sus ingresos por potencia, y donde para cada decreto hay una forma distinta de cálculo de este ingreso, se llegan a dimensiones distintas de las baterías para cada decreto.

3.1.2. Ingreso de datos

Existen algunos datos que son necesarios para hacer funcionar el algoritmo dentro de la planilla y encontrar la solución. Afortunadamente debido al Sistema de Información Pública que posee el Coordinador Eléctrico Nacional, los datos necesarios que sirven de datos de entrada al modelo son de carácter público y entregan información real del comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional. Además, las variables de entrada al modelo son ajustables, permitiendo mejorar la calidad del resultado entregado, por ejemplo, si se consiguen cotizaciones con proveedores reales de baterías, o algún cambio de eficiencia de la batería cotizada, etc. Además de aceptar datos de entrada obtenidos por software de carácter privado, como son las proyecciones de costos marginales, de demanda, etc.

Los datos de entrada hay que copiarlos en la primera pestaña del Excel llamada "*Input*", y se necesitan los siguientes datos:

- **Costos Marginales:** Es necesario el valor de los Costos marginales del año y barra a evaluar, esta información se puede obtener de la página web del Coordinador en la sección de Mercados. Para ingresar los Costos Marginales es necesario que se tengan los valores horarios del año completo no bisiesto, por lo tanto, se espera tener el valor de CMg (Costo Marginal) de las 8760 horas del año con las unidades [USD/MWh].
- **Coincidencia Demandas Máximas:** Para obtener el número de coincidencias de la central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento, es necesario saber cuándo fueron los peaks de demanda durante el año del subsistema en evaluación donde se va a ubicar el proyecto. Estos peaks de demanda se pueden obtener calculando los mayores valores

de la demanda real o se pueden obtener directamente del cálculo definitivo de potencia de suficiencia que se encuentra en la sección de Informes de Mercado. Al igual que el costo marginal se requieren 8760 valores donde se coloca un 1 donde existe una hora de mayor demanda anual y un 0 para el resto de las horas. La cantidad de peaks de demanda debe ser igual al valor entregado en *Cantidad de coincidencias para el cálculo de pago por potencia*, que se va a mencionar más adelante.

- **Perfil Solar Anual Planta PV:** Para dimensionar las baterías es necesario conocer la producción energética de la planta solar, y esto se hace mediante el perfil solar horario que representa la energía generada por la planta solar cada hora del año. Esta información se puede obtener en Operación Real en la página web del Coordinador y debe estar en [MWh].
- **Capacidad de la Planta PV:** Colocar la potencia nominal de la planta fotovoltaica en evaluación en [MW]. Esta información está disponible en la Infotécnica en la página web del Coordinador.
- **Menor Factor de la Planta PV de los últimos 5 años:** Corresponde al menor factor de planta dentro de un plazo de los últimos 5 años. Esta información se puede obtener en Informes de Mercado al igual que las *Coincidencia Demandas Máximas*.
- **Cantidad de coincidencias para el cálculo de pago por potencia:** Este valor corresponde a la cantidad de coincidencias que se van a tomar en cuenta para calcular el factor de planta de la central fotovoltaica. En el decreto se expresa que hay que tomar en cuenta los 52 mayores valores de carga del subsistema respectivo.

3.1.3. Método

Al tener los datos de entrada listos es posible comenzar con la ejecución de la planilla. Como se mencionó anteriormente los cálculos a implementar van a depender de que decreto estemos considerando, a continuación, se explicará el procedimiento para cada decreto:

Decreto N°62

1. Horas de carga

En primer lugar, es necesario verificar si las horas de carga que se consideran en el despacho horario de la batería corresponden a las horas de mayor generación del sistema PV (*Photovoltaic*) abreviación de Sistema Fotovoltaico en inglés). Para esto en la pestaña "*Horas de carga*" se realiza un análisis que muestra cuales son las horas de mayor generación promedio anual, de manera de demostrar que las baterías se pueden cargar durante las horas señaladas.

Para el cálculo de las horas de carga de la batería se consideró que el mínimo valor de carga son **6 horas** y un máximo de **10 horas**, por lo tanto, al realizar el estudio del

comportamiento de la generación de las centrales fotovoltaicas ubicadas en distintos lugares de Chile y que utilizan una estructura diferente (tracker o fija), se llegó a la conclusión de que las horas de mayor generación solar se da en las mismas horas, debido a que en promedio las horas de sol se dan durante las mismas horas a lo largo del año. Por lo tanto, las horas de carga se clasifican de la siguiente forma:

Horas de carga total BESS	Hora inicio de carga BESS	Hora final de carga BESS
6	11:00 hrs	16:00 hrs
7	10:00 hrs	16:00 hrs
8	10:00 hrs	17:00 hrs
9	10:00 hrs	18:00 hrs
10	9:00 hrs	18:00 hrs

Tabla 3.1: Horas de carga de la batería

2. Cálculo Despacho Horario

Para determinar el despacho horario, se tomó como supuesto que solo con los ingresos por energía no se es capaz de tener rentabilidad positiva debido a los estudios hechos anteriormente con respecto a este tema [4]. Por lo tanto, se va a realizar el despacho con el objetivo de maximizar los ingresos por potencia de la configuración planta PV con capacidad de almacenamiento y de esta manera se va a dimensionar el tamaño de las baterías. Para este decreto no existe la configuración PV con BESS, por lo que se va a considerar el cálculo de potencia inicial que se utiliza para plantas Fotovoltaicas que corresponde a:

$$PotenciaInicial_i = MIN(FP_{5años}; FP_{52horas}) \quad (3.1)$$

Estos son los parámetros a considerar para determinar el despacho horario de la batería:

- **Límite Generación PV [%]:** Corresponde al límite porcentual de generación del PV en las últimas horas de sol en la que comienza a inyectar la batería. Por ejemplo, si el límite es 20% y la batería se carga en 6 horas, a partir de las 16:00 hrs cuando la generación del PV llega a menos de un 20% de su capacidad nominal, la batería comienza a inyectar energía.
- **Capacidad de la planta PV [MW]:** Corresponde a la potencia nominal de la planta PV. Es el mismo valor introducido en la pestaña "Input" con el nombre de *Capacidad de la Planta PV*.
- **Factor de planta del PV:** Corresponde al menor factor de planta del PV de los últimos 5 años. Es el mismo valor introducido en la pestaña "Input" con el nombre de *Menor Factor de la Planta PV de los últimos 5 años*.
- **Horas de Descarga:** Cantidad de horas durante las que se va a descargar la batería.

- **Horas de Carga:** Cantidad de horas durante las que se va a cargar la batería.
- **Energía descargada por hora [MWh]:** Es la energía inyectada por hora para que el mínimo factor de planta horario sea igual al Factor de planta del PV. De esta manera la energía inyectada a la red nunca va a ser menor al factor de planta mientras esté siendo despachada la batería y por lo tanto, la potencia inicial no queda tan restringida por las coincidencias con las 52 demandas máximas y comienza a restringirse por su factor de planta por cómo se calcula su potencia inicial 3.1. Se calcula de la siguiente forma:

$$EDescarga_{hora}[MWh] = CapacidadPlantaPV[MW] \cdot FactordePlantaPV \quad (3.2)$$

- **Energía total descargada [MWh]:** Es la suma de la energía inyectada por el BESS.

$$ETotalDescarga[MWh] = EDescarga_{hora}[MWh] \cdot HorasdeDescarga \quad (3.3)$$

- **Eficiencia de la Batería [%]:** Corresponde a la eficiencia de la batería, o sea cuanta energía efectivamente puede inyectar de la energía almacenada. Para los casos en estudio se consideró una eficiencia de la batería de 85 %.
- **Energía total de carga [MWh]:** Es la energía necesaria con la que se va a cargar la batería con la generación solar. Y se calcula como:

$$ETotalCarga[MWh] = ETotalDescarga[MWh] \cdot [1 + (1 - EffBESS)] \quad (3.4)$$

- **Energía cargada por hora [MWh]:** Es la energía horaria con la que se carga la batería durante las horas de carga.

En la pestaña "*Despacho Horario*" se calcula el despacho de la batería de manera que se cargue $ECarga_{hora}$ durante las horas definidas según las *Horas de Carga* descritas en la Tabla 3.1. Y que se inyecte energía a la red dependiendo de si se alcanza el *Límite Generación PV* de manera de inyectar $EDescarga_{hora}$ hasta que la batería ya no tenga más energía almacenada.

Para obtener el despacho total anual de la central PV con BESS hay que restar la energía que se considera a la carga de la batería y sumar la energía que se considera va a inyectar la batería, al perfil horario de generación del PV *Standalone* (Independiente, sin baterías).

3. Cálculo Ingresos por Energía

Para valorizar los ingresos por energía tanto del PV *Standalone*, como del PV con capacidad de almacenamiento se calcula la producción de energía multiplicada por el costo marginal que se presenta en esa hora, de esta manera se valoriza la energía inyectada al Mercado Spot:

$$GananciasE_{hora}[\$USD] = EInyectada_{hora}[MWh] \cdot CMg_{hora}[\$USD/MWh] \quad (3.5)$$

Para obtener la ganancia que genera el incluir BESS se resta la ganancia obtenida del PV con BESS menos la ganancia obtenida solo por el PV.

4. Cálculo Potencia Inicial

El cálculo de la potencia inicial es la principal diferencia que existe entre ambas planillas. Para el Decreto N°62 se calcula la potencia inicial como se describe en la Ecuación 2.4.

Para realizar la comparación se calculó la potencia inicial de la planta PV *Standalone* y también para cada configuración PV con BESS. Estos cálculos se hacen en la pestaña "*Potencia Inicial PV*" y "*Potencia Inicial PV + BESS*" de la siguiente forma:

- **Cálculo FP_{anual} :** A partir de la generación histórica de la planta fotovoltaica durante un período de 5 años se utiliza el menor factor de planta anual obtenido en tal período. Este valor es conocido ya que es entregado en el "*Ingreso de datos*". De todas maneras, se puede calcular el factor de planta anual como:

$$FPlanta_{anual} = \frac{Egerenada_{anual}[MWh]}{Pnominal[MW] \cdot 8760[h]} \quad (3.6)$$

- **Cálculo $FP_{52horas}$:** Para obtener este valor se hace una comparación entre la Generación anual del PV con la demanda del subsistema donde se encuentra ubicada la planta, de manera que se calcula el Factor de planta horario para las 52 horas de mayor demanda, de la siguiente forma:

$$FPlanta_{hora_i} = \frac{Egerenada_{hora_i}[MWh]}{Pnominal[MW] \cdot hora_i[h]} \quad (3.7)$$

La planilla está adaptada para calcular este factor según las demandas y el número de coincidencias que se entreguen en la pestaña "*Input*", de forma de poder sensibilizar de acuerdo al número de coincidencias. El espíritu de colocar baterías a una central fotovoltaica es aumentar este factor, o sea aumentar el número de coincidencias de la central fotovoltaica con las horas de demanda máxima.

5. Cálculo Ingresos por Potencia

Para el cálculo de ingresos por potencia aportados por la Batería se consideró la diferencia entre el aumento de pago por potencia de la configuración PV con BESS menos la configuración PV *Standalone*:

$$IngresosPotencia_{BESS}[US\$] = IngresosPotencia_{PV+BESS} - IngresosPotencia_{PV} \quad (3.8)$$

El valor del ingreso por pago de potencia se calcula dando un valor de reconocimiento a la potencia de suficiencia dado por el precio de la potencia de punta de la barra a donde está conectada la central generadora. Para este caso se simplificó el cálculo de manera que se consideró un precio de $8.5 \text{ US\$/kW/mes}$. La potencia de suficiencia se valorizó de la siguiente forma:

$$IPotencia[US\$] = Pinicial[kW] \cdot Ppunta[US\$/kW/mes] \cdot Fajuste \cdot Fdisponibilidad \cdot 12[mes] \quad (3.9)$$

Donde $Pinicial[kW]$ es la potencia inicial calculada anteriormente $Ppunta[US\$/kW/mes]$ es el precio de potencia punta que para este caso se utilizó un valor de $8.5 \text{ [US\$/kW/mes]}$ $Fajuste$ es el factor de ajuste considerado a la potencia inicial para obtener la potencia de suficiencia definitiva, para este caso se utilizó un factor de **0.6**. $Fdisponibilidad$ corresponde al factor de disponibilidad que presenta la planta para poder generar, depende principalmente de la disponibilidad del recurso energético primario con el que funciona la central, que para este caso se consideró de un 95 %.

6. Evaluación económica

Para conocer la configuración que represente la mayor rentabilidad, teniendo en cuenta la operación del banco de baterías para integrarla a la planta fotovoltaica en estudio, se realiza la evaluación económica considerando los costos y los ingresos anteriormente calculados para cada una de las alternativas.

Dentro de los parámetros a considerar en la evaluación económica se consideraron los siguientes valores:

Parámetro	Valor
Inversión Modulo Batería [\$/kWh]	217
Inversión Batería BOS [\$/kW]	398
O&M Batería [%/Inversión/anual]	2 %
Inflación anual [%]	2 %
Degradación anual Batería [%]	2 %
Impuesto Energía [%]	27 %
Tasa de Descuento [%]	7.41 %

Tabla 3.2: Parámetros evaluación económica

Los parámetros considerados representan lo siguiente:

- **Inversión:** Corresponde al costo en \$MMUSD de la compra de la batería que se realiza el año 0. Este se separa en dos costos, el módulo de la batería que corresponde al banco de baterías en sí y el BOS (*Balance of System*) de la batería que corresponde a todo lo anexo al módulo del banco de baterías como por ejemplo los cables, los inversores, las estructuras, etc. Los valores utilizados se referencian de [9].
- **O&M:** Siglas correspondientes a la operación y mantenimiento que se le tiene que hacer anualmente al banco de baterías. Este costo se tomó como un porcentaje de la inversión inicial.
- **Inflación:** Corresponde al aumento general de los precios y se da por la devaluación de la moneda de un cierto país. Este factor es aplicado a todos los costos e ingresos anualmente.
- **Degradación:** Corresponde a la disminución en la capacidad de almacenamiento de la batería, debido a la degradación de sus componentes químicos. Es una componente anual y afecta a los ingresos obtenidos por la batería.
- **Impuesto:** Las actividades comerciales de los generadores son gravados por el Impuesto de Primera Categoría, el cual a partir del año 2018 corresponde al 27% [12].
- **Tasa de Descuento:** Es el coste capital que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. El valor de la tasa de descuento considerada se tomó de una valoración a la empresa Engie, hecha por un alumno de Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile [13].
- **Capital de Trabajo:** Se consideran como los recursos que requiere la empresa para poder operar. En este caso se toman en cuenta los costos de mano de obra para operar la instalación, que corresponderían a unos 7.000 \$USD al año 0.
- **Depreciación:** Corresponde a la disminución periódica del valor del bien material. Los activos se deprecian basándose en criterios económicos, dependiendo del plazo y de la utilización del activo. Para este caso se tomó en cuenta una depreciación lineal del activo.
- **Valor residual:** Corresponde al valor que tiene el activo al final de su vida útil. Para este caso se asumió que el proyecto tiene una vida útil de 20 años y que no existe valor residual a partir de este año, por lo que su valor residual es 0.

Para conocer la configuración que representa mayor rentabilidad se analizó cada alternativa, utilizando los siguientes parámetros económicos:

- (i) **TIR:** Tasa Interna de Retorno de una inversión es la media geométrica de los ren-

dimientos futuros esperados de dicha inversión, corresponde a la tasa de descuento con la que el VAN es igual a cero. Este parámetro indica si un proyecto es rentable si su valor es mayor que la tasa de descuento utilizada.

- (ii) **VAN:** Valor Actual Neto calcula el valor presente del flujo de caja futuros del proyecto. Para este caso el número de períodos considerados corresponde a 20 años. Como indicador este método es uno de los que tienen mayor aceptación, y se elige la mejor alternativa de acuerdo presente el mayor valor entre las alternativas analizadas.
- (iii) **PRC:** Período de Recuperación de Capital es un criterio que calcula el tiempo en que se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. Para este caso la mejor alternativa se considera la que tenga el menor tiempo de recuperación.
- (iv) **IVAN:** Se define como la división entre el VAN y la Inversión.

A partir de los resultados obtenidos para cada criterio es posible obtener la configuración de la batería que presente la mayor rentabilidad para el proyecto estudiado.

Modificación Decreto N°62

Para la propuesta de Modificación al Decreto N°62 se siguen los mismos pasos que para el Decreto N°62 explicados anteriormente, solo que cambia la forma en que se calcula el punto 4 que corresponde al cálculo de la potencia inicial de la central.

4. Cálculo Potencia Inicial

El cálculo de la potencia inicial para una central renovable con capacidad de almacenamiento se define como se enuncia en la Sección 2.2.2, y consiste en cómo se calcula actualmente a las centrales hidráulicas de pasada con capacidad de regulación intra diaria. Para esto se tiene que calcular la energía de regulación del sistema y la energía de regulación individual de cada central que representa parte del sistema. Para el cálculo de la potencia inicial de la configuración PV con BESS se asumió que existe energía de regulación en el sistema y que se reconoce la potencia de la batería mientras se asegure que al menos pueda operar durante 5 horas consecutivas, y además que esta energía con la que se carga la batería tenga procedencia del recurso energético primario de la central generadora que para este caso correspondería a la **Radiación Solar**.

Para el cálculo de una central de pasada con capacidad de regulación, se analizan los afluentes históricos, con los cuales se reconoce el peor escenario hidrológico que correspondería a la condición hidrológica seca con la cual se calcula la potencia inicial de esta central. Para el caso de una central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento, el recurso energético correspondería a la radiación solar, por lo tanto, el peor escenario se tomó como el día del año donde hubo menor producción solar y de esta manera se asegura que durante todo el año la batería pueda ser cargada mediante la energía solar de los paneles fotovoltaicos. Y de esta forma el dimensionamiento de la batería cambia con respecto al anterior decreto en los

siguientes términos:

- **Energía descargada por hora [MWh]:** Es la energía que la batería inyecta por hora, y ahora se calculará como:

$$EDescargada_{hora}[MWh] = \frac{MenorEDiaria[MWh]}{HorasdeDescarga} \quad (3.10)$$

Con respecto al cálculo del reconocimiento de potencia, solo se reconocen 5 horas de potencia, por lo tanto, la potencia inicial reconocida es igual a:

$$\begin{aligned} \text{si } HorasdeDescarga < 5 &\Rightarrow Pinicial[MW] = P_{BESS}[MW] \cdot \frac{HorasdeDescarga}{5} \\ \text{si } HorasdeDescarga \geq 5 &\Rightarrow Pinicial[MW] = P_{BESS}[MW] \end{aligned}$$

Con respecto a todos los otros pasos se realizan de la misma manera que como fue explicado para el Decreto N°62, y de esa forma se obtiene la configuración de baterías que presenta la mayor rentabilidad para este Decreto.

Capítulo 4

Resultados y Análisis

Para evaluar cómo afectan las variables externas a la operación de la planta en la evaluación económica y por lo tanto en la configuración del banco de baterías para integrarla a un sistema fotovoltaico con capacidad de almacenamiento, se realizaron distintas sensibilidades considerando la planta ubicada en distintos barras, en distintos subsistemas eléctricos en Chile, distintos años de evaluación, distintas propuestas de cambio al marco regulatorio, distintas tasas de descuento y distintos precios de inversión con el propósito de resolver donde, cuando, como y que precio necesito para realizar este tipo de proyecto con el objetivo de que sea lo más rentable posible.

Dentro de las sensibilidades realizadas se consideraron ciertos parámetros importantes de mencionar, que se presentan en la siguiente Tabla 4.1:

Parámetro	Nombre/Valor
Central Fotovoltaica	María Elena FV
Costo Marginal	Crucero220 año 2018
Tasa de descuento [%]	7,41 %
Límite Gx PV	0 %
Inversión Modulo BESS [\$/kWh]	217
Inversión BOS BESS [\$/kWh]	398
Número de coincidencias PV x demanda	52

Tabla 4.1: Parámetros básicos del análisis

La central a considerar para el estudio de sensibilidades corresponde a **María Elena FV**, la cual es propietario la empresa Generación Solar, actualmente sigue operativa, está construida con estructura tracker (seguimiento solar) y tiene una potencia bruta de **68[MW]**. Se eligió esta central ya que es la planta solar de mayor tamaño y más cercana a la barra Crucero 220, que son los costos marginales de la barra de referencia para el análisis. Todos estos datos son de carácter público y se obtuvieron a través del Sistema de información Pública del Coordinador Eléctrico.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos con distintas sensibilidades:

4.1. Comportamiento de la Demanda

Al utilizar distintas demandas se puede apreciar cómo afecta la ubicación donde se emplaza el sistema fotovoltaico, principalmente al ingreso por potencia de suficiencia de la central. Además de conocer el cambio en los consumos del subsistema a través de los años y de esta manera obtener conclusiones sobre la operación futura de la planta fotovoltaica con capacidad de almacenamiento.

Si bien el cambio de la demanda del subsistema afecta el cálculo de la potencia de suficiencia de la central, la barra donde está ubicada la central va a afectar los ingresos por energía, ya que estos dependen directamente del **Delta de Costo Marginal** entre las horas de inyección del BESS (horas de noche) con las horas de carga del BESS (horas de día).

A continuación, se presentan los resultados utilizando las demandas de distintos subsistemas:

4.1.1. SING 2017

Este caso con los datos reales de consumos del **SING 2017** se va a utilizar como caso base para próximas sensibilidades donde se aplique sensibilidad a otros criterios. Los resultados son los siguientes:

Configuración BESS	Decreto N°62	Modificación Decreto N°62
Horas de Carga	8	6
Horas de Descarga	3	5

Tabla 4.2: Configuración de la batería escogida para la demanda SING 2017

En las siguientes figuras se observan los VAN obtenidos con cada decreto para cada tamaño de batería:

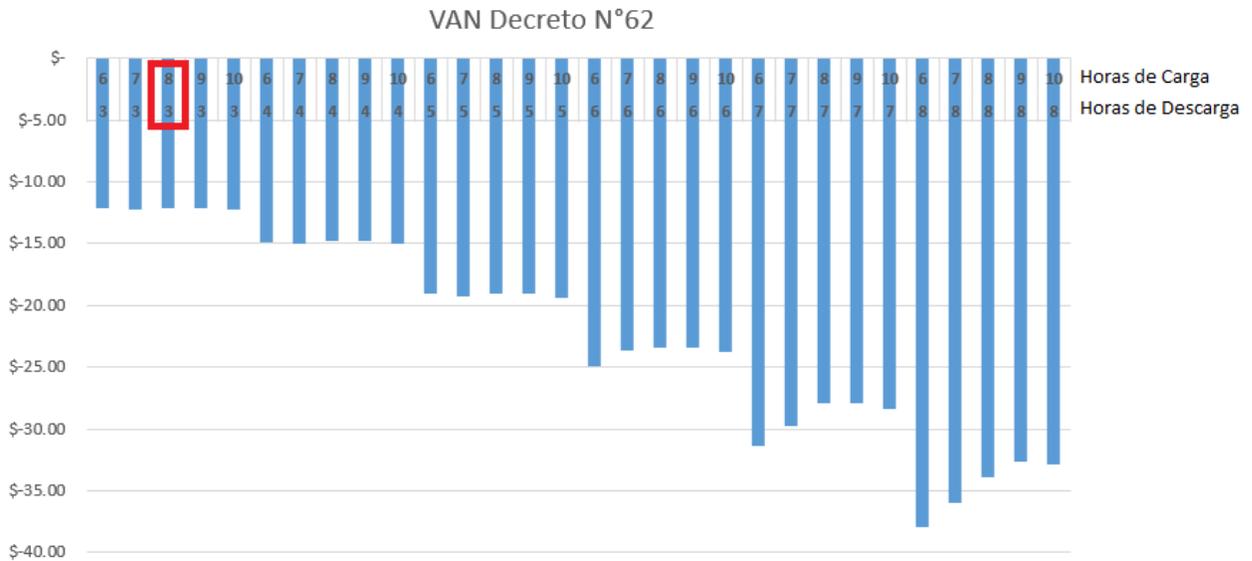


Figura 4.1: VAN utilizando el Decreto N°62 para cada tamaño de batería.

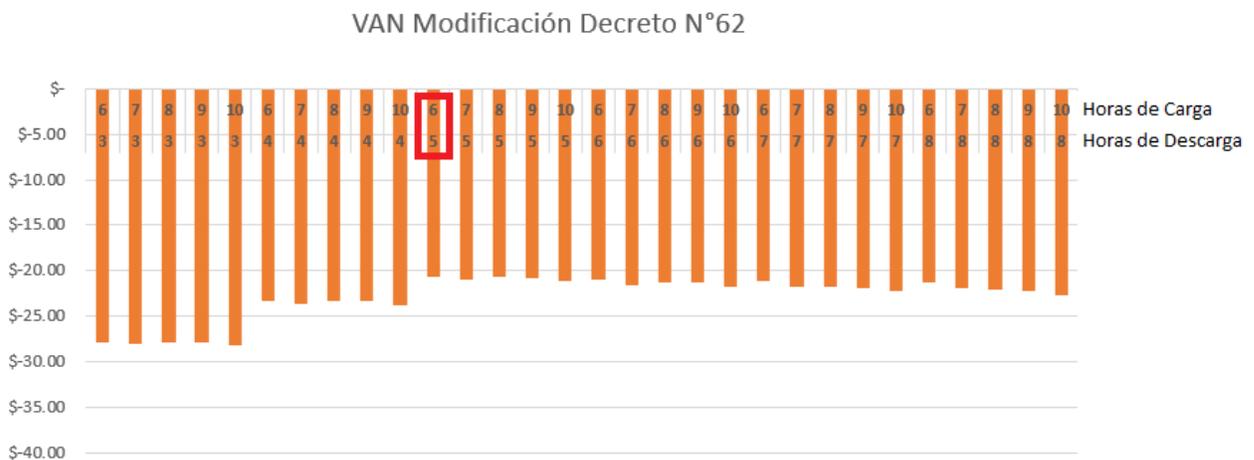


Figura 4.2: VAN utilizando la Modificación al Decreto N°62 para cada tamaño de batería.

De la Tabla 4.2 se puede observar que ante el mismo escenario de evaluación se obtienen configuraciones de baterías distintas, dependiendo del decreto utilizado. Esto se debe principalmente a como el decreto enuncia su forma de cálculo de potencia inicial, lo cual modifica la forma en que se dimensiona el tamaño de la batería según las horas de carga y descarga. Como se aprecia en las Figuras 4.1 y 4.2, con el Decreto N°62 que la configuración de la batería es con la menor cantidad de horas de descarga posible, esto porque al aumentar estas horas la energía total inyectada se incrementa y también lo hace la inversión. Y en caso de la Modificación al Decreto N°62 se observa que la configuración de la batería se da para 5 horas de descarga lo que se debe a que este decreto reconoce monetariamente esta cantidad de horas, no más ni menos. Igualmente mencionar que en ningún caso se obtuvo un VAN mayor a 0, lo que implica que ninguno de estas configuraciones representa un proyecto que represente rentabilidades positivas y que por lo tanto en realidad la mejor opción sería no realizar el proyecto.

Para explicar estos resultados y para las próximas comparaciones que se tienen que realizar, se explicará en detalle los resultados obtenidos.

	Potencia Inicial [MW]	Inversión PV [\$MMUSD]	Ingresos Energía PV [\$MMUSD]	Ingresos Potencia PV [\$MMUSD]
Sin BESS	1.13	\$62.02	\$7.85	\$0.07

Tabla 4.3: Detalle de resultados de la operación anual de la planta fotovoltaica sin BESS.

	Descarga BESS [horas]	Carga BESS [horas]	Potencia Inicial [MW]	Energía Inyectada [MWh]	Inversión BESS [\$MMUSD]	Ganancia Energía BESS [\$MMUSD]	Ganancia Potencia BESS [\$MMUSD]	IRR	VAN
Decreto N°62	3	8	18.94	63.76	\$22.29	\$0.43	\$1.04	-0.88 %	\$-11.88
Modificación Decreto N°62	5	6	22.93	114.63	\$34.00	\$0.71	\$1.27	-2.45 %	\$-20.69

Tabla 4.4: Detalle de resultados anuales obtenidos para caso base con BESS utilizando demanda SING 2017

A partir de las Tablas 4.3 y 4.4 se puede comparar económicamente la operación de una planta fotovoltaica versus una planta fotovoltaica con capacidad de almacenamiento por medio de baterías de litio. Lo importante a destacar aquí es el aumento en la **Potencia Inicial** que es parte de la potencia reconocida en el pago de transferencias de potencia entre empresas generadoras, para el Decreto N°62 aumento de un **1.13 [MW]** a un **18.94 [MW]** y con Modificación Decreto N°62 a un **22.93 [MW]**, lo cual permite un aumento a los ingresos iniciales de **\$1.04 [\$MMUSD]** y **\$1.27 [\$MMUSD]** respectivamente por concepto de potencia. También existe un aumento en los ingresos de energía dado por el efecto *time-shift* de energía, donde se deja de inyectar energía del fotovoltaico durante horas del día (para cargar el BESS) e inyecta energía a la red durante horas de noche (descarga del BESS), este ingreso se debe principalmente al delta de costo marginal que se da entre el bloque de hora solar y el bloque de noche debido a la alta concentración de centrales renovables que hace bajar los costos durante el día y subir durante la noche.

Aun cuando se presenta un aumento de los ingresos debido a la incorporación de baterías, la inversión que esta significa representa casi la mitad o un tercio de la inversión que significó la planta fotovoltaica, y la ganancia que se obtiene por integrarla es entre un **18 - 25 %** con respecto a los ingresos del fotovoltaico sin BESS. Por lo tanto, dentro de los 20 años de operación no se alcanza a tener parámetros económicos positivos ni a recuperar el capital invertido.

En la siguiente imagen se presenta la comparación entre la inversión del BESS para cada alternativa:

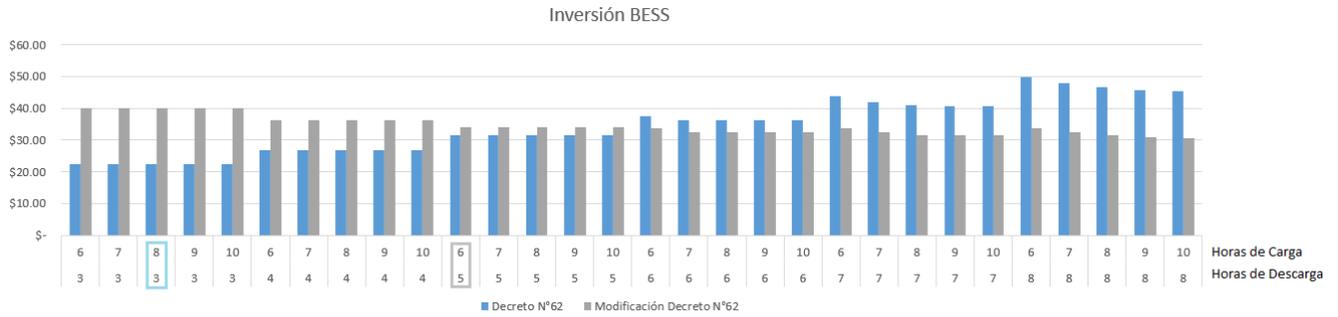


Figura 4.3: Comparación inversión BESS para cada alternativa para demanda SING 2017

De la Figura 4.3 se puede mencionar que la inversión de la batería es uno de los factores más relevantes a considerar para estudiar la rentabilidad de este proyecto, debido a la influencia que presenta en el cálculo del VAN.

4.1.2. SING 2018

Al utilizar la demanda de **SING 2018** podemos comparar como cambia la demanda del subsistema SING en dos años consecutivos. De acuerdo al análisis realizado se obtuvieron los siguientes resultados:

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Inversión [\$MMUSD]	VAN
Sin BESS	9				
Decreto N°62	21.25	3	6	\$22.29	\$-11.8
Modificación Decreto N°62	22.93	5	6	\$34.0	\$-25.39

Tabla 4.5: Resultados obtenidos utilizando demanda SING 2018.

De la Tabla 4.5 se puede observar que las configuraciones obtenidas son prácticamente las mismas teniendo 3 y 5 horas de descarga igual que para el caso SING 2017. Con respecto al dimensionamiento (lo cual afecta a la inversión de la batería), lo que más afecta a su tamaño son las horas de descarga, debido a que según este factor es cuanta energía necesita almacenar la BESS, por lo tanto, las horas de descarga son un factor mucho más influyente que las horas de carga con respecto al dimensionamiento de la batería.

Uno de los análisis más importantes que se pueden hacer a partir de estos resultados corresponden al aumento de reconocimiento de **Potencia Inicial** de 1.13[MW] el 2017 a **9[MW]** durante el 2018 para la planta solar sin baterías. Lo que significa que, dentro de los 52 valores máximos de demanda, hubo mayores coincidencias con el perfil solar de la central fotovoltaica, lo que implica un cambio de consumo durante este año de manera que aumento en horas del día, comparado con el del 2017 que presenta consumo mayor durante horas

de la noche. Es importante mencionar que el límite de potencia reconocida para el decreto actual se da cuando la potencia reconocida se empieza a limitar por el factor de planta de la central fotovoltaica por cómo se rige la fórmula mencionada en 3.1. Si existiera una completa coincidencia de la central con las 52 demandas máximas, la potencia reconocida sería de **21.25[MW]** lo cual es lo que ocurre al colocar una batería para este caso. Debido a que la instalación de baterías ayuda a mejorar el reconocimiento de potencia, y al ser la potencia inicial sin BESS mayor que para el caso anterior, se obtienen menores ingresos por potencia en comparación, por lo que el incorporar BESS tiene un VAN aún menor que utilizando la demanda del 2017.

4.1.3. SIC 2017

Al utilizar la demanda del subsistema **SIC 2017** se puede conocer cómo va a operar este tipo de central si se ubicará entre las subestaciones *Diego de Almagro 220kV* y *Cautín 220kV*. Los resultados obtenidos son los siguientes:

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Inversión [\$MMUSD]	VAN
Sin BESS	21.25				
Decreto N°62	21.25	3	6	\$22.29	\$-22.46
Modificación Decreto N°62	22.93	5	6	\$34.0	\$-32.7

Tabla 4.6: Resultados obtenidos utilizando demanda SIC 2017.

A partir de los resultados de la Tabla 4.6, se puede observar que existe una coincidencia total por parte de la central fotovoltaica con las demandas máximas del SIC, por lo que esto implica que sus consumos tienden a ser más altos durante horas del día. Esto también significa que la incorporación de BESS va a presentar menores oportunidades ya que se pierden prácticamente todas las ganancias que permite entregar el BESS por ingreso de potencia, y todos los ingresos prácticamente van a corresponder a la comercialización de energía.

4.1.4. SIC 2018

La demanda del **SIC 2018** sirve para analizar el cambio en el consumo del SIC en años consecutivos. Los resultados son los siguientes:

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Inversión [\$MMUSD]	VAN
Sin BESS	21.25				
Decreto N°62	21.25	3	6	\$22.29	\$-22.46
Modificación Decreto N°62	22.93	5	6	\$34.0	\$-32.7

Tabla 4.7: Resultados obtenidos utilizando demanda SIC 2018.

Los resultados obtenidos de la Tabla 4.7 son idénticos a los con demanda SIC 2017, debido a que las horas de demanda máxima también se presentan en horario solar, por lo que los análisis son los mismos. Es importante mencionar que este subsistema abarca la mayor parte del actual SEN (Sistema Eléctrico Nacional), por lo tanto, si se unifican los subsistemas en un gran sistema SEN, se conseguirían resultados parecidos a los presentados para este análisis.

4.1.5. SING 2018 438 máximos

Para esta sensibilidad se utilizan las demandas del SING 2018 pero analizando las coincidencias con las máximas **438 horas** del subsistema en estudio. Esta propuesta es determinada en un estudio hecho por la empresa consultora *Narvik Ltda* solicitado por la CNE (Comisión Nacional de Energía) en el documento "*Determinación de ingresos por potencia de suficiencia en los sistemas interconectados, 2017*" [6] que tiene el objetivo de evaluar las buenas prácticas internacionales en materia de pago por potencia de suficiencia para aplicarlas en Chile, y una de las propuestas era el cambio en la forma de determinar la potencia de suficiencia de centrales renovables no convencionales como la fotovoltaica a lo siguiente:

$$PotenciaInicial_i = MIN(FP_{10años}; FP_{438horas}) \quad (4.1)$$

Donde:

$FP_{10años}$: Menor factor de planta anual de los últimos **10 años** anteriores al año de cálculo.
 $FP_{438horas}$: Promedio simple de los factores de planta para cada uno de los **438 mayores valores** horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo.

Por lo tanto, esta sensibilidad busca ver cómo afecta un posible cambio en la normativa vigente frente a una modificación de horas de demanda máxima. Los resultados son los siguientes:

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Inversión [\$MMUSD]	VAN
Sin BESS	9.87				
Decreto N°62	18.33	3	6	\$22.29	-\$17.41
Modificación Decreto N°62	22.93	5	6	\$34.0	-\$25.91

Tabla 4.8: Resultados obtenidos utilizando demanda SIC 2018 con 438 horas de demanda máxima.

A partir de los resultados de la Tabla 4.8 se puede ver cómo afecta la cantidad de horas de demanda máxima al reconocimiento de potencia de suficiencia. En este caso al aumentar la cantidad de horas de demanda máxima se observó un aumento en la potencia reconocida a la central fotovoltaica sin BESS, que aumento de 9[MW] a **9.87[MW]**, por lo tanto, se puede señalar que esta medida mejora el reconocimiento de potencia, aunque lo hace de manera leve. Al integrar baterías a la planta fotovoltaica se muestra un descenso de la potencia reconocida de 21.25[MW] a **18.33[MW]**, esto debido a que el número de horas de demanda máxima aumento, es más complejo para la batería coincidir con esta cantidad de variables.

4.1.6. Resumen demandas

En las Figuras 4.4 y 4.5 se observa un resumen de los ingresos de energía por el BESS (*en azul*), ingresos de potencia por el BESS (*en naranja*) e ingresos de potencia del PV sin BESS (*en amarillo*) unitarios para cada sensibilidad para cada decreto en estudio. Importante destacar que corresponden a **ingresos unitarios** por lo que corresponden a ingresos netos divididos por la energía que va a almacenar la batería, de esta manera es comparable entre distintas configuraciones de baterías.

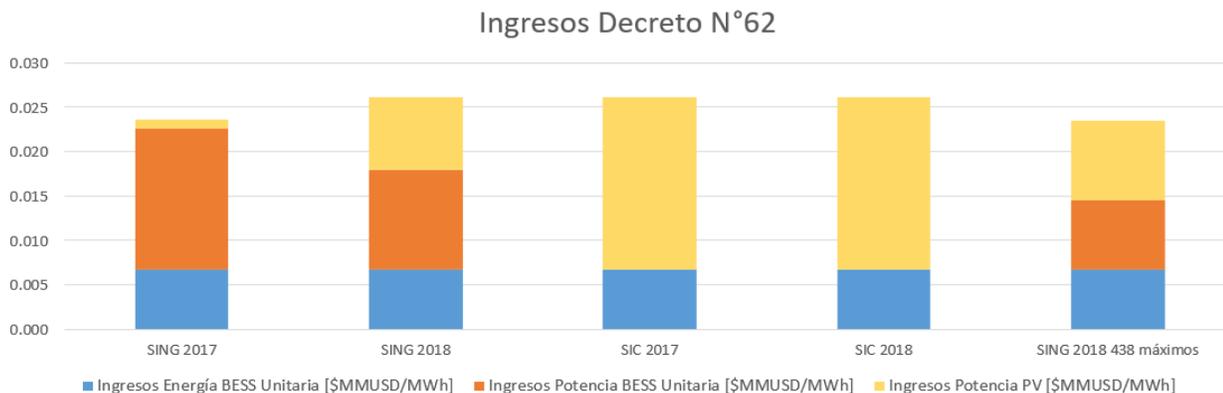


Figura 4.4: Ingresos por energía y potencia unitaria anual de cada configuración de BESS para el Decreto N°62.

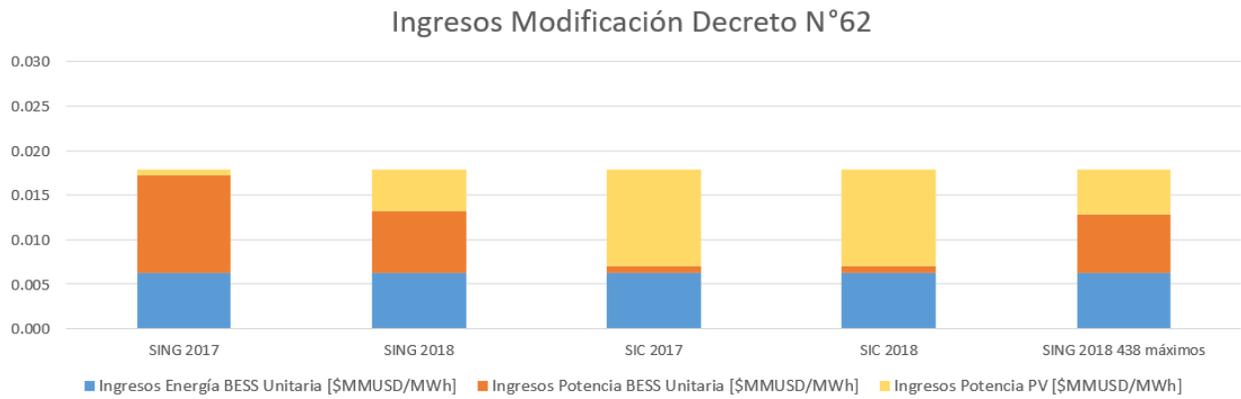


Figura 4.5: Ingresos por energía y potencia unitaria anual de cada configuración de BESS para la Modificación al Decreto N°62.

En las Figuras 4.6 y 4.7 se observan los VAN de las configuraciones escogidas para cada decreto.



Figura 4.6: VAN obtenido de cada configuración de BESS escogida para el Decreto N°62.



Figura 4.7: VAN obtenido de cada configuración de BESS escogida para la Modificación al Decreto N°62.

De los resultados obtenidos en esta sección los más importantes corresponden a las diferencias que existen entre las demandas del subsistema SING y SIC, que afectan fuertemente en la evaluación de incorporar BESS como se observa en las Figuras 4.6 y 4.7 el VAN obtenido para el proyecto al instalarlo en el SIC es mucho menor que si lo instalamos en el SING dado por el nulo aporte que representa la batería en los ingresos por concepto de potencia en el SIC. También que se obtiene una mayor rentabilidad para la configuración de BESS escogida al utilizar el actual Decreto N°62 en comparación con el decreto propuesto Modificación Decreto N°62. Aun así en todos los resultados obtenidos no se llegaron a obtener parámetros económicos positivos que indiquen que sea rentable realizar un proyecto con estas características con las regulaciones actuales ni con las propuestas.

4.2. Tasa y precios necesarios para la viabilidad del proyecto

En esta sensibilidad se van a analizar la evaluación del proyecto considerando una tasa de descuento más baja que la anterior, usando una de **5.17 %** que corresponde a la tasa calculada para la empresa *AES Gener* que es una empresa de características similares a ENGIE Energía Chile, la cual también fue calculada por un alumno de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile [14]. Además del cambio de tasa se va a ver cómo afecta la modificación de la eficiencia de la batería y de los precios que tiene que llegar a tener los módulos de la batería para recuperar la inversión.

4.2.1. 90 % eficiencia

Al aumentar la eficiencia de la batería de 85 % a **90 %** se espera ver la relevancia de este factor a la evaluación económica. Los resultados son los siguientes:

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Inversión [\$MMUSD]	VAN
Sin BESS	9.87				
Decreto N°62	18.33	3	8	\$22.29	-\$9.48
Modificación Decreto N°62	22.93	5	6	\$34.0	-\$16.11

Tabla 4.9: Resultados obtenidos utilizando demanda SING 2017 con una eficiencia de 90 % y una tasa de 5.17 %.

A partir de la Tabla 4.9 se puede observar que las configuraciones obtenidas no cambian con respecto al análisis del caso base. A pesar de esto la combinación de una menor tasa de descuento y una mayor eficiencia de las baterías aumentan de manera importante los VAN de los proyectos, para el caso del Decreto N°62 aumenta de un -\$11.88 a un **-\$9.48** (un 20.2 %)

y para la Modificación Decreto N°62 aumenta de un -\$20.69 a un **-\$16.11** (un 22.13%). Lo que indica lo importante que son estas variables en la evaluación económica del proyecto.

4.2.2. Sensibilidad sobre el CAPEX

Debido al desarrollo que está teniendo actualmente las tecnologías de almacenamiento se ha proyectado una fuerte caída en los precios de los módulos de baterías como se presenta en la Figura 2.22, debido a esto se quiere buscar el precio de módulo que haga recuperar la inversión realizada para la misma configuración anterior (tasa = 5.17% y eficiencia = 90%). Los resultados son los siguientes:

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Precio Módulo Batería [\$/kWh]	BOS Batería [\$/kW]	Inversión [\$MMUSD]	VAN
Sin BESS	1.13						
Decreto N°62	20.93	4	8	85	398	\$15.68	\$0.07
Modificación Decreto N°62	22.93	5	6	85	398	\$18.87	\$0.03

Tabla 4.10: Precios necesarios de módulos de baterías para obtener un VAN positivo.

A partir de los precios de módulos obtenidos de la Tabla 4.10 se puede determinar cuánto es necesario que se reduzcan los precios, o sea cuanto esperar hasta que esta tecnología sea lo suficientemente madura para que sea competitiva dentro del mercado, con el objetivo de tener una rentabilidad positiva en este proyecto. Como se mencionó en la Tabla 3.2, el precio de módulos de batería cuesta 217 [\$/kWh], y para que el proyecto tenga un VAN positivo es necesario que este precio baje a 85 [\$/kWh] bajo ambos decretos a partir de los resultados obtenidos.

4.2.3. Sensibilidad sobre el CAPEX en AC Coupling

Para este caso se va a determinar el precio óptimo del módulo de batería considerando que la conexión se va a realizar en AC Coupling que es la configuración explicada en la Sección 2.3.2, la cual permite la integración de un banco de baterías a la planta fotovoltaica interconectado al mismo punto de la red eléctrica, por lo que el banco estaría conectada a la planta por el lado de "CA" (*Corriente Alterna*). La ventaja de esta configuración es que permite un uso en común de distintos equipos eléctricos, por lo que se pueden compartir costos y de esta manera reducir el precio del *Balance of System* (BOS) del banco de baterías como se menciona en la Sección 2.3.3, de manera que la instalación independiente tiene un costo de 398 [\$/kW], la integración utilizando la configuración *AC Coupling* baja el costo del BOS a **280[\$/kW]**. Los resultados obtenidos al utilizar esta configuración son:

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Precio Módulo Batería [\$/kWh]	BOS Batería [\$/kW]	Inversión [MMUSD]	VAN
Sin BESS	1.13						
Decreto N°62	20.93	4	8	115	280	\$15.73	\$0.07
Modificación Decreto N°62	22.93	5	6	108	280	\$18.8	\$0.1

Tabla 4.11: Precios necesarios de módulos de baterías para obtener un VAN positivo con configuración AC Coupling.

De la Tabla 4.11 se puede destacar que al reducir los costos de BOS de la batería, el precio de módulo de la batería que es necesario para alcanzar a un VAN positivo aumenta con relación al caso anterior. Para el Decreto N°62 aumento de 85[\$/kWh] a **115[\$/kWh]** y con la Modificación Decreto N°62 aumento de 85[\$/kWh] a **108[\$/kWh]**, esto permite acercarse más a precios de módulos de baterías más posibles de alcanzar, aunque aún muy lejos de los precios que se dan actualmente.

4.2.4. Sensibilidad sobre el CAPEX en DC Coupling

Al igual que en caso anterior se va a utilizar una configuración de integración entre estas dos tecnologías con el objetivo de abaratar costos que se pueden compartir. Al utilizar DC Coupling como se explica en la Sección 2.3.2, la conexión entre el banco de baterías y la planta fotovoltaica se realiza por el lado de “CC”(Corriente Continua), ya que la interconexión se realiza antes de llegar al inversor principal de la planta. Para esta configuración el hecho de necesitar solo un inversor se abaratan aún más los costos de BOS que para el caso anterior, que queda en **240[\$/kWh]**. Los resultados de la evaluación al utilizar esta configuración son los siguientes:

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Precio Módulo Batería [\$/kWh]	BOS Batería [\$/kW]	Inversión [MMUSD]	VAN
Sin BESS	1.13						
Decreto N°62	20.93	4	8	126	240	\$13.13	\$0.07
Modificación Decreto N°62	22.93	5	6	116	240	\$18.8	\$0.1

Tabla 4.12: Precios necesarios de módulos de baterías para obtener un VAN positivo con configuración DC Coupling.

De la Tabla 4.12 se observa un aumento en los precios de los módulos para obtener un VAN positivo. Con precios de **126[\$/kWh]** para el Decreto N°62 y **116[\$/kWh]** para la Modificación Decreto N°62 se obtiene un VAN cercano a 0. A pesar de que los precios de los módulos toman precios un poco más realistas siguen estando lejos de los precios actuales o los que se esperan en el corto plazo, ya que el precio actual del módulo es de 217[\$/kWh] se tiene que esperar por una reducción del **41.94 %** del precio del módulo para el Decreto N°62 y de un **46.54 %** para la Modificación Decreto N°62. Aun así esta reducción de precios se espera que ocurran según las proyecciones financieras de distintos estudios en los próximos años (entre el 2020 - 2025) debido al desarrollo tecnológico de las baterías [15].

4.2.5. Resumen tasas y precios requeridos para viabilizar el proyecto

Con esta sensibilidad se busca saber cómo afecta a la evaluación el utilizar una tasa de descuento menor y con una mayor eficiencia de la batería, con el objetivo de dar las mejores condiciones posibles para que el proyecto pueda ser rentable. Y con el mismo objetivo se hizo la evaluación inversa para conocer a que precios de los módulos de las baterías se necesita llegar para al menos recuperar el capital invertido. En las siguientes figuras es posible comparar los ingresos, la inversión y el VAN para cada configuración de batería que representa la mayor rentabilidad del proyecto para cada decreto:

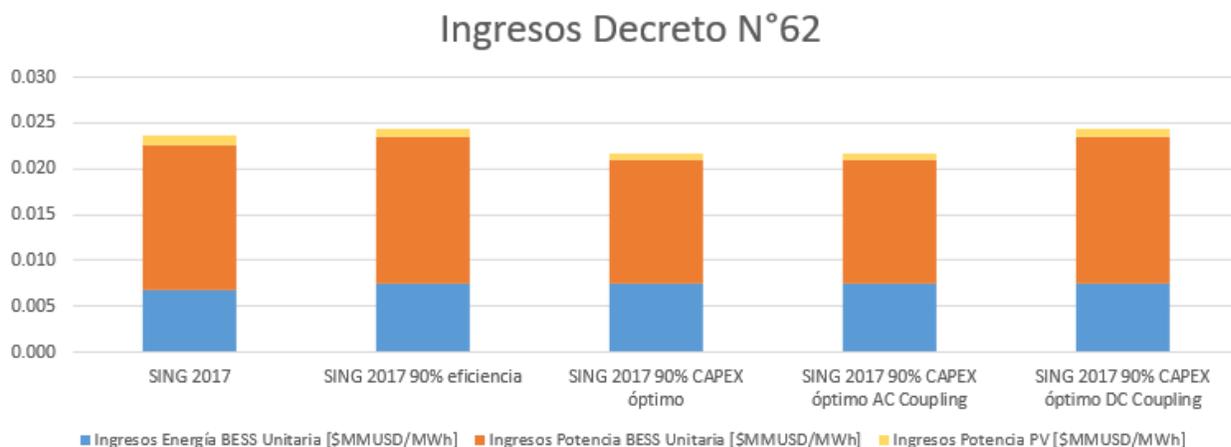


Figura 4.8: Ingresos obtenidos por energía y potencia anuales de cada configuración de BESS escogida para el Decreto N°62.

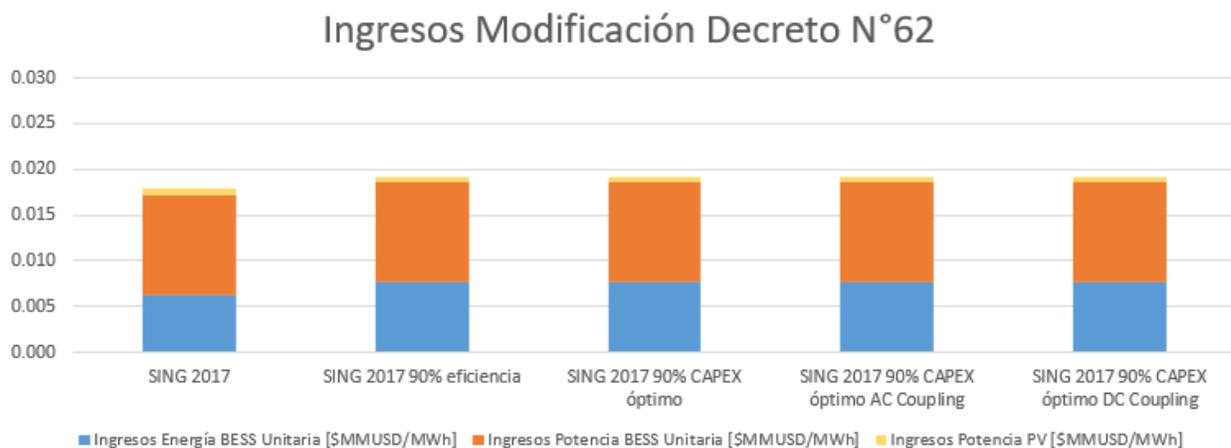


Figura 4.9: Ingresos obtenidos por energía y potencia anuales de cada configuración de BESS escogida para la Modificación al Decreto N°62.

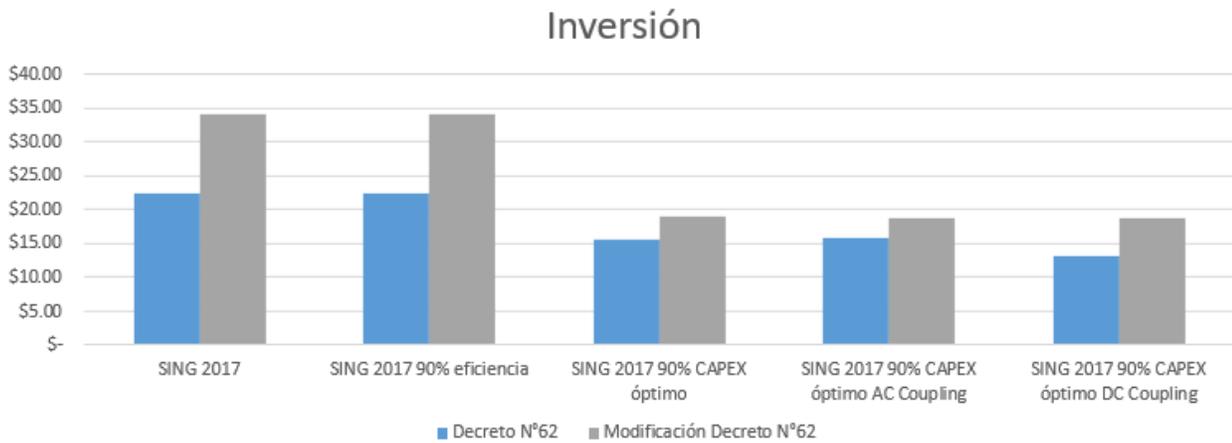


Figura 4.10: Comparación de la inversión para cada alternativa escogida de cada decreto

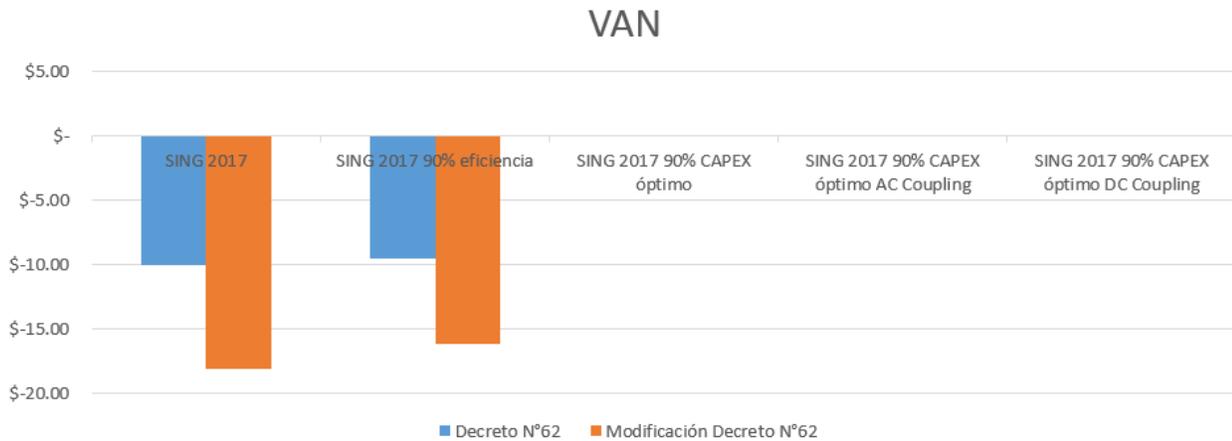


Figura 4.11: Comparación VAN para cada alternativa escogida de cada decreto

De los resultados obtenidos los más importantes son los que se observan en las Figuras 4.10 y 4.11 donde se demuestra claramente cuanto es necesario reducir el monto de la inversión del proyecto con el fin de recuperar el capital invertido. Para el Decreto *N°62* la inversión esta del orden de los **20[\$MMUSD]** y se tiene un VAN de **-10[\$MMUSD]**, por lo tanto, para llegar a un valor del VAN de 0 es necesario que la inversión sea aproximadamente **15[\$MMUSD]**, o sea que es necesario reducir la inversión alrededor de **5[\$MMUSD]** en la inversión de este proyecto para al menos no tener pérdidas con este decreto como forma de pago por potencia. Para la Modificación al Decreto *N°62* la inversión esta del orden de los **35[\$MMUSD]** y se tiene un VAN de **-15[\$MMUSD]**, por lo tanto para llegar a un valor del VAN de 0 es necesario que la inversión sea aproximadamente **20[\$MMUSD]**, o sea que es necesario reducir la inversión alrededor de **15[\$MMUSD]** en la inversión de este proyecto para al menos no tener pérdidas con este decreto como forma de pago por potencia. Por lo tanto, es importante mencionar que al utilizar el decreto propuesto, la reducción de la inversión necesaria es mucho mayor que al utilizar el decreto actual; esto permite concluir que la Modificación al Decreto *N°62* es mucho más sensible a la inversión de manera que al

aumentar la inversión disminuye notablemente el VAN, considerando que se tienen ingresos similares para ambos casos. Otro punto importante es que al comparar la inversión según cada configuración, obviamente la mejor alternativa es la que tiene un BOS menor que sería la configuración *DC Coupling*, pero las diferencias de precios no son radicalmente distintos, por lo tanto el principal problema no es que la configuración con la que se implementa la integración de las BESS con el PV, sino más bien corresponde al bajo ingreso obtenido por los diferenciales de costos marginales con los que se calculan los ingresos por energía, y en la forma en que se reconoce la potencia de la generadora que hacen que los proyecto no tengan los ingresos necesarios para ser proyectos atractivos económicamente.

4.3. Horas de reconocimiento

Para este tipo de sensibilidad se consideraron los principales factores que pueden afectar al método de cálculo de la potencia inicial de la Modificación al Decreto N°62. Dentro de esta sensibilidad se consideraron los mismos parámetros usados en el caso base o sea sin cambiar la tasa ni los precios de módulos o BOS de las baterías.

4.3.1. Criterio P95

Uno de los requisitos para reconocer la potencia almacenada de la central renovable es que esta energía de regulación provenga del recurso energético primario de la central renovable, en este caso de la radiación solar por lo tanto para asegurar que esta condición se cumpla se optó por dimensionar la batería de manera que inyecte diariamente el menor valor de producción de la central fotovoltaica en el año. De esta manera cuando se cumpla la condición de menor generación que ocurre generalmente en los meses de invierno, la batería se carga en su totalidad con la generación solar de ese día. Aun así, existe la posibilidad que el menor valor de generación diario esté gatillado por otros motivos, cómo: desconexión de la planta debido a mantenimientos, fallas, o por temas operacionales ordenados por el despacho del Coordinador, etc. Por lo tanto, para evitar este error, ya que no es la radiación la afectada si no que es un factor externo, se va a realizar la evaluación considerando un **Criterio P95** que considera el percentil 95 de la menor generación anual de la planta fotovoltaica con el objetivo de dejar fuera del análisis a los posibles valores atípicos (*outliers*) de los datos de generación solar.

Los resultados de la configuración elegida son los siguientes:

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Inversión [\$MMUSD]	Ingresos Energía BESS[\$MMUSD]	Ingresos de Potencia BESS[\$MMUSD]	VAN
Sin BESS	1.13						
Decreto N°62	18.94	3	8	\$22.29	\$0.43	\$1.04	-\$11.8
Modificación Decreto N°62	56.15	5	6	\$83.27	\$1.74	\$3.2	-\$49.69

Tabla 4.13: Resultados configuración más rentable utilizando Criterio P95.

De la Tabla 4.13, se muestra que existe un gran cambio en cuanto a la potencia inicial reconocida que paso de un 22.93 [MW] para el caso base a unos **56.15[MW]** para el nuevo criterio. Esto se debe que el día con menor generación solar corresponde al día 21 de Julio del año en estudio donde se observó una generación de 114.63 [MWh], lo que corresponde a un factor de planta muy bajo, de 0.07 para ese día, lo que significa que ocurrió algún evento externo a la operación normal de la planta o alguna condición atmosférica anómala (por ejemplo: un eclipse) que provocó que la generación fuera mucho más bajo con respecto a la radiación que se espera tener durante este período del año. Por lo tanto, al utilizar el criterio P95 se puede encontrar los valores de generación aproximados que debería producir la planta con la radiación de invierno que es la condición más desfavorable para la producción de la planta fotovoltaica (*símil a la hidrología seca para el caso de las centrales hidráulicas.*)

A pesar de que al utilizar este criterio el análisis debería ser más cercano a la realidad, como se observa en la tabla, el VAN disminuye de -\$20.69 a **-\$49.69**, lo que significa que este proyecto es menos rentable al utilizar el nuevo criterio, y esto se debe principalmente al aumento de la inversión de la batería debido a la necesidad de aumentar la cantidad de energía almacenada, por lo tanto aunque los ingresos aumentaron considerablemente, lo hace de mayor manera la inversión, por lo que se obtienen VAN más negativos.

4.3.2. 4 horas de reconocimiento

Con respecto a las horas de reconocimiento para el pago de potencias para centrales con regulación se espera que operen por al menos **5 horas consecutivas** mediante lo que almacenen en su estanque para el caso las centrales de pasada y se paga de acuerdo a las 5 horas que opera, según lo que se especifica en la norma regulatoria de pago de transmisión de potencia. Según prácticas internacionales es común el reconocimiento basado en 4 horas. Para esto se va a realizar la evaluación con 3 y 4 horas de reconocimiento, y revisar cómo se comporta si ocurre un cambio regulatorio de este tipo.

Los resultados obtenidos para esta sensibilidad son los siguientes:

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Inversión [\$MMUSD]	Ingresos Energía BESS[\$MMUSD]	Ingresos de Potencia BESS[\$MMUSD]	VAN
Sin BESS	1.13						
Decreto N°62	18.94	3	8	\$22.29	\$0.43	\$1.04	-\$11.88
Modificación Decreto N°62	28.66	4	6	\$36.28	\$0.72	\$1.6	-\$19.91

Tabla 4.14: Resultados de configuración utilizando 4 horas de reconocimiento de potencia.

Como se observa en la Tabla 4.14 la elección de las horas de descarga de la configuración de la batería cambio de 5 horas a **4 horas** y de esta manera el VAN aumento de -\$20.69 a **-\$19.91**. Debido al método que se utiliza para dimensionar el tamaño de la batería, para el caso de la Modificación al Decreto N°62, a menos horas de descarga la capacidad de la batería aumenta, por lo que su inversión también. En este caso la inversión de la batería aumentó un 6.71% pero los ingresos aumentaron en un **17.17%** con respecto al caso base, influenciados principalmente por el aumento en los ingresos por pago de potencia que ocurre al bajar las

horas de reconocimiento de potencia. Por lo tanto, al bajar a 4 horas de reconocimiento de potencia se mejora el VAN del proyecto, ya que se obtiene un fuerte aumento en los ingresos de potencia que compensa el aumento en la inversión de la batería para obtener la configuración deseada.

4.3.3. 3 horas de reconocimiento

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el caso con 3 horas de reconocimiento de potencia:

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Inversión [\$MMUSD]	Ingresos Energía BESS [\$MMUSD]	Ingresos de Potencia BESS [\$MMUSD]	VAN
Sin BESS	1.13						
Decreto N°62	18.94	3	8	\$22.29	\$0.43	\$1.04	\$-11.88
Modificación Decreto N°62	38.21	3	6	\$40.08	\$0.73	\$2.16	\$-18.93

Tabla 4.15: Resultados de configuración utilizando 3 horas de reconocimiento de potencia.

Como se observa en la Tabla 4.15 el VAN del proyecto aumento con respecto al caso con 4 horas de reconocimiento, llegando a un valor de **\$-18.93**, aunque sigue siendo menor que al utilizar el decreto actual. Con respecto a la mejor configuración propuesta se muestra que se opta por utilizar una batería con **3 horas de descarga**, por lo que dependiendo de la cantidad de horas que se reconoce el pago de potencia, la mejor configuración siempre va a tener esa cantidad de horas de descarga (para 6 horas de reconocimiento de potencia se obtiene una configuración con 6 horas de descarga [Sección: 8]). La configuración con 3 horas de descarga tiene la característica de presentar una inversión 17.88% mayor, pero presenta ingresos 46% mayores que para el caso base, por lo que existe un aumento considerable de ingresos por potencia al utilizar 3 horas de reconocimiento.

4.3.4. Resumen Horas de reconocimiento

Para esta sensibilidad se buscó conocer cómo afectan los principales factores que determinan el pago por concepto de potencia según lo determina la Modificación al Decreto N°62. Por lo que se sensibilizó con respecto a la energía que se espera obtener de la planta fotovoltaica (Criterio P95) y con respecto a las horas que pide el decreto para reconocer potencia. A continuación, se presenta una comparación de los resultados de ingresos, de inversión y del VAN obtenido para cada sensibilidad descrita:

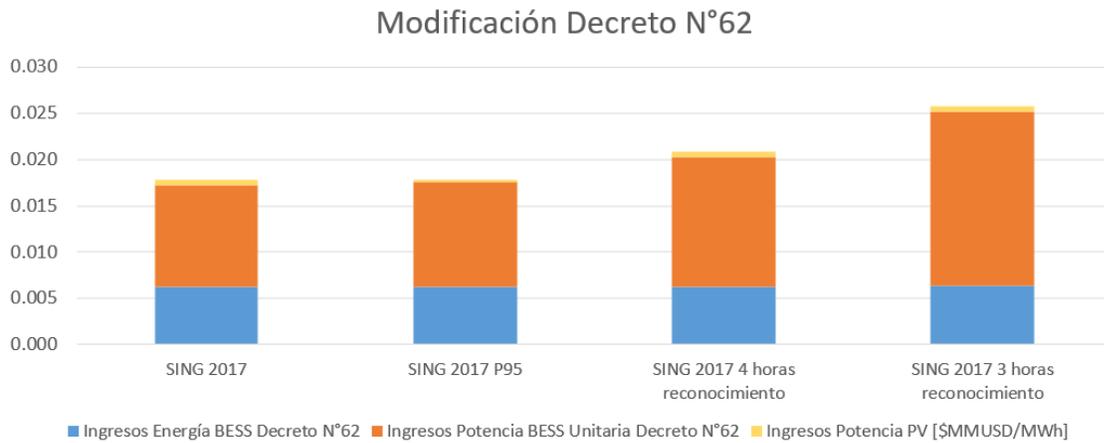


Figura 4.12: Ingresos de energía y potencia anual para la configuración de BESS más rentable para la Modificación al Decreto N°62.

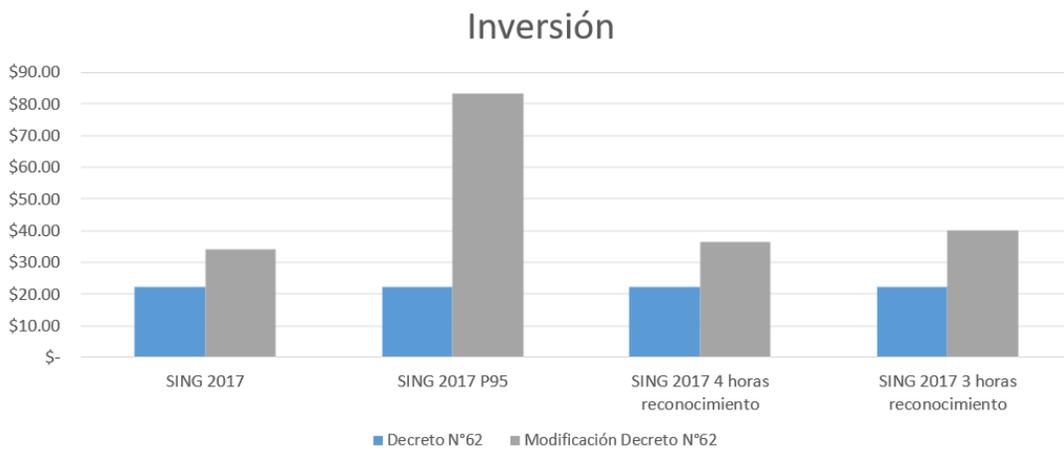


Figura 4.13: Inversión para la configuración de BESS más rentable para la Modificación al Decreto N°62.



Figura 4.14: VAN obtenido para la configuración de BESS más rentable para la Modificación al Decreto N°62.

Como se observa en la Figura 4.12 se obtiene un aumento en los ingresos por concepto de potencia al bajar las horas de reconocimiento de 5 a 3 horas. Es importante mencionar que para el criterio P95 los ingresos por concepto de energía y potencia aumentaron de gran manera, pero también lo hizo el tamaño de la batería, y debido a que los ingresos se presentan de forma unitaria, o sea, divididos por su tamaño, los ingresos en proporción para este criterio no presentan un aumento.

En la Figura 4.13 se hace una comparación del costo de inversión para las alternativas obtenidas para cada decreto, se observa que al utilizar el criterio P95 la inversión aumenta en un **144.9%**, lo que indica una gran diferencia con respecto al uso de dimensionar la batería con respecto al peor registro de generación del año, que es lo estrictamente correcto, con respecto a dimensionarlo con la generación eliminando los 5% de peores percentiles de producción anual, que corresponde a algo más real de manera de eliminar valores atípicos de generación. Lo más correcto para este caso sería evaluar la producción solar de la planta en un software de estudio de plantas fotovoltaicas (por ejemplo *HelioScope* o *PVSyst*) donde se evalúe con una data meteorológica *TMY* (*Typical meteorological year*), la cual se construye con una data histórica de radiación de manera de considerar los meses más representativos de esta base de datos, y de esa producción obtener el "*peor escenario*" para dimensionar la batería.

Con respecto a la inversión en que se incurre al bajar las horas de reconocimiento de potencia, se observa que a menos horas de reconocimiento mayor es el costo de inversión, pero a su vez mayor es la rentabilidad del proyecto, como se observa en la Figura 4.14. Por lo tanto una buena recomendación para impulsar este tipo de aplicación con sistemas de almacenamiento en el sistema nacional sería optar por bajar las horas de reconocimiento de potencia, de manera que al bajar los costos de inversión en los próximos años se alcancen rentabilidades positivas lo antes posible.

Capítulo 5

Conclusiones

A partir del método utilizado para evaluar las distintas configuraciones de baterías al integrarlas a una central fotovoltaica se obtienen *resultados coherentes* con lo observado en la matriz energética del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que **no existe** este tipo de proyectos en el sistema debido a que no representan utilidades positivas del cual un inversionista puede verse beneficiado, aun dentro del contexto de la descarbonización y el anhelo por una matriz energética renovable. Este tipo de proyecto representa una solución a las necesidades del sistema eléctrico en el corto y largo plazo, pero la combinación entre los ingresos esperables y el costo de los módulos de batería, no permiten rentar la incorporación de sistemas de almacenamiento en el mercado de la generación.

Entre los resultados obtenidos para las distintas sensibilidades analizadas en la Sección 4 se destacan:

- Las diferencias que existen entre las demandas del subsistema-SING y las del subsistema-SIC, las cuales afectan fuertemente en los ingresos obtenidos para cada una de estas sensibilidades ya que para un caso las demandas máximas se dan en las horas de noche (SING) donde hay poca coincidencia con la central fotovoltaica y para el otro caso durante horas de día (SIC) donde existe un 100% de coincidencias, por lo tanto la configuración propuesta presenta mejores oportunidades de mejorar sus ingresos, en particular los ingresos por concepto de potencia si se ubica en el **subsistema-SING**.
- Para la propuesta hecha en el estudio de *Narvik Ltda* [6], que tiene el propósito de reformular el marco regulatorio del pago por transferencias de potencia, tomando en cuenta la experiencia internacional en esta materia, a partir de un análisis de este cambio se concluye que los cambios propuestos permiten que las centrales solares que tienen poca coincidencia con su demanda aumenten sus ingresos por potencia y que los que tienen mayor cantidad de coincidencias con las demandas máximas disminuyan estos ingresos. Ya que la integración de sistemas de almacenamiento busca mejorar el número de coincidencias de la central con la demanda máxima a partir de la generación solar, no mejora el factor de planta de la central, por lo tanto, se puede concluir que esta propuesta **no mejora la oportunidad de agregar baterías** ya que mejora la cantidad de coincidencias de la central solar con la demanda.

- Debido a que la inversión es el factor más influyente con respecto a la rentabilidad del proyecto, la elección del proveedor de baterías es primordial para obtener un buen aprovechamiento del sistema de almacenamiento. Uno de los factores que se pueden controlar es la eficiencia de la batería a elegir para el proyecto mediante el tipo de conexión *AC Coupling* o *DC Coupling*.
- A partir de los precios necesarios de los módulos de batería para conseguir que este proyecto pueda recuperar el capital invertido se obtuvieron los siguientes resultados:

		Precio actual	Precio óptimo	Precio óptimo AC Coupling	Precio óptimo DC Coupling
Decreto N°62	Precio Módulo Batería [\$/kWh]	\$217	\$85	\$115	\$126
	BOS Batería [\$/kW]	\$398	\$398	\$280	\$240
Modificación Decreto N°62	Precio Módulo Batería [\$/kWh]	\$217	\$85	\$108	\$116
	BOS Batería [\$/kW]	\$398	\$398	\$280	\$240

Tabla 5.1: Precios de módulos obtenidos en el análisis de sensibilidad para obtener VAN = 0.

Para conocer la factibilidad de alcanzar los precios obtenidos, es posible compararlos con proyecciones de precios de baterías hechas por distintos estudios, como los mencionados anteriormente en la Sección 2.3.3 de *McKinsey&Company* [15] en la Figura 2.24. Para hacer la comparación es necesario que los precios estén en las mismas unidades, por lo tanto se transformaron los precios obtenidos para que estén en función de la energía [\$/kWh], considerando las configuraciones escogidas para el caso base (Tabla 4.2), se obtienen los siguientes resultados:

	Precio actual [\$/kWh]	Precio óptimo [\$/kWh]	Precio óptimo AC Coupling [\$/kWh]	Precio óptimo DC Coupling [\$/kWh]
Decreto N°62	\$349.7	\$217.7	\$208.3	\$206
Modificación Decreto N°62	\$296.6	\$164.6	\$164	\$164

Tabla 5.2: Precios de BESS obtenidos en el análisis de sensibilidad en función de la energía.

Al comparar los precios obtenidos de la Tabla 5.2 con la proyección de precios de BESS de la Figura 2.24, en primer lugar se puede observar que los precios actuales están cercanos a los precios del 2020 para el mejor escenario de precios, lo cual reafirma la baja en los precios de esta tecnología desde el año 2017. La conclusión más importante se obtiene al comparar los precios proyectados con los precios necesarios para que se obtengan rentabilidades positivas para el proyecto en estudio. De acuerdo a los resultados obtenidos para obtener un VAN del proyecto igual a 0 con la *Modificación al Decreto N°62*, el BESS debe tener un precio cercano a los **164[\$/kWh]**, lo cual según las proyecciones nunca se logra alcanzar, ni siquiera para el mejor caso, aunque

queda muy cercano a los precios proyectados para el año 2025. Con respecto a los resultados utilizando el *Decreto N°62* los precios son cercanos a los **210[\$/kWh]** los cuales son precios alcanzables para el mejor escenario entre los años **2023 y 2024**, lo cual permita hacer la central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento un proyecto atractivo para los inversionistas durante estos años, y si además se siguen colocando los incentivos correctos a nivel regulatorio, durante estos años o antes es posible que este tipo de proyectos sea rentable en el mercado de la generación del sistema eléctrico chileno.

- El utilizar el Criterio P95 se eliminan los valores atípicos que uno se puede encontrar en la operación de una central fotovoltaica para el dimensionamiento de la batería para el caso utilizando la Modificación al Decreto *N°62* como las fallas, mantenimientos, limitaciones de despacho, etc. Pero al hacer la evaluación utilizando este criterio, el VAN disminuyó debido al aumento que presentó el dimensionamiento de la batería. Para este tipo de regulación es necesario una explicación clara con respecto al paso a paso para el cálculo de la potencia de suficiencia de este tipo de configuración ya que lo que hace actualmente es asimilarlo a una central de pasada con regulación, donde se presentan diferencias no menores con respecto al comportamiento del recurso natural utilizado (afluente hídrico vs. radiación solar). De acuerdo a las evidentes diferencias presentadas en la utilización del criterio o no, la solución a este problema es utilizar un **software que obtenga la producción** de la planta solar que utilice los datos de radiación solar histórica y obtener de esta forma el peor escenario de producción para poder dimensionar la batería de forma correcta.
- **Al bajar las horas de reconocimiento se obtienen mejores rentabilidades** para la configuración del proyecto estudiado en esta memoria con respecto al caso base, el hecho de bajar las horas de reconocimiento de 5 horas a 4 o 3 horas, permite un incremento sustancial en los ingresos por concepto de potencia (\$MMUSD 1.27 para 5 horas, \$MMUSD 1.6 para 4 horas y \$MMUSD 2.16 para 3 horas). Actualmente en la regulación no se explican los criterios técnicos para utilizar 5 horas como parámetro para reconocer la potencia de suficiencia de las centrales renovables con capacidad de regulación, la explicación a esta medida puede estar en las 5 horas de punta que tiene el sistema, aunque se sabe que la demanda máxima no necesariamente se da en estas horas de punta, como se observó en las diferencias de demanda máxima entre el subsistema del SING y del SIC, pero si incentivando que el consumo se haga fuera de las horas de punta de manera que la curva de carga del sistema sea más plana. Por lo que un cambio en la regulación dado por los cambios que está sufriendo el sistema y el mercado (interconexión eléctrica, electromovilidad, generación distribuida, etc.), es factible y que esto afecte en las normas de cálculo de potencia de suficiencia de las centrales del sistema eléctrico chileno.

El estudio de este tipo de proyecto cumple con los objetivos de la memoria y se lograron encontrar respuestas a diversas interrogantes que se presentan del punto de vista del inversionista al evaluar este tipo de proyectos. Desde el punto de vista técnico se puede resolver el tipo de conexión a integrar entre la planta solar y la batería, el subsistema donde se va a ubicar el proyecto, el despacho horario del BESS y el dimensionamiento

óptimo de la batería. Desde el punto de vista económico se obtiene el cómo distintos factores afectan en la evaluación económica (ubicación, eficiencia de la batería, tasa de descuento, etc.), los precios necesarios que tienen que llegar a tener los módulos de baterías para poder recuperar la inversión hecha en el período de evaluación estudiado y cuál es la mejor configuración de BESS para obtener la mayor rentabilidad posible. Desde el punto de vista regulatorio se puede obtener conclusiones sobre qué tipo de decreto permite una mejor integración para el uso propuesto para esta nueva tecnología y como distintos cambios regulatorios pueden afectar en la evaluación económica del proyecto, planteando diversos escenarios que podrían darse en el futuro, de esta manera conocer que cambio reglamentario propuesto por las autoridades, apoyar y cual rechazar.

A grandes rasgos la conclusión principal de esta memoria es que **actualmente no es rentable la implementación de este tipo de proyectos** en el Sistema Eléctrico Nacional de Chile, debido principalmente al marco regulatorio, características del sistema y de los actuales costos de inversión de las baterías de ion-litio. De todos modos, se analizaron diversos escenarios con el fin de entender el comportamiento de técnico-económico del proyecto y de conocer cuáles son las variables que deben cambiar para hacer rentable es tipo de proyecto.

En los últimos años se ha dado un auge en la instalación de centrales solares fotovoltaicas en el país, y según la cartera de proyectos en generación, los bajos costos de inversión y considerando que Chile es uno de los países con mayor radiación en el mundo, es sensato proyectar un aumento en este tipo de tecnología en el país. Un aumento de plantas fotovoltaicas en el sistema tendría diversas consecuencias a nivel sistémico, por una parte se genera una "*curva del pato*" (Figura 8.2) en los costos marginales, característico de sistema eléctricos con alta concentración de centrales solares como por ejemplo es caso de California (*CAISO*), lo cual aumenta el delta costo marginal entre el día y la noche, y además reduce la estabilidad del sistema debido a su característica variable y a la baja inercia que presentan estas instalaciones. Por lo tanto estas consecuencias presentan una nueva oportunidad para el sistema de almacenamiento, en particular de aumentar los ingresos por energía debido al aumento del delta del costo marginal día-noche o de aprovechar las sinergias mencionadas en la Sección 2.1.1 en la Figura 2.2 sobre la capacidad que posee el sistema de baterías de actuar como servicio complementario y de esta manera obtener un ingreso adicional a los servicios de generación con los que se realizó el estudio.

Con respecto a la variable que genera más incertidumbre para la evaluación del proyecto para el período estudiado, corresponde al marco regulatorio, debido a la poca claridad que se tiene de la operación del BESS, el cual puede presentar cambios en su despacho operacional si el Coordinador así lo estima, y este puede afectar la vida útil del sistema de almacenamiento. Para un buen análisis del proyecto es necesario un marco regulatorio que especifique la forma en que va a operar y las funciones que va a disponer para cumplir con los objetivos del Coordinador, que son abastecer la demanda del sistema de forma que sea económicamente óptimo y asegurar la seguridad del sistema eléctrico, de tal forma de poder garantizar una rentabilidad al propietario de este tipo de central durante toda su vida útil, manteniendo o premiando el uso de este tipo de central de

acuerdo a los cambios que se presente el sistema eléctrico en el futuro, que pueden ser de carácter tecnológico, técnico, económico, ambiental e incluso social que afectan al sistema eléctrico y la integración de BESS es una de las soluciones que tienen un mayor atractivo desde los puntos de vista mencionados.

Capítulo 6

Trabajo Futuro

A modo de responder ante resultados que se encuentran fuera del alcance de esta memoria, se van a exponer modificaciones y propuestas a la memoria con el objetivo de guiar futuros trabajos en visión de complementar el objetivo buscado para este trabajo.

- El principal cambio necesario para que los resultados de esta memoria sean 100 % acertados, es realizar la evaluación del proyecto considerando los cambios año a año dentro del período de estudio. Es decir, calcular el despacho horario y de esta forma los ingresos por energía y potencia, considerando los cambios de costo marginal y demanda del sistema dentro de los 20 años en estudio. Para realizar esto es necesario hacer una proyección de costos marginales y demanda que van sujetas de un estudio de programación el cual estima estos valores considerando la evolución de la transmisión y generación del sistema eléctrico, lo cual estaba fuera de los alcances de la memoria. Pero de esta manera es posible observar la evolución de la operación del BESS considerando los cambios producidos en la red, lo cual es una variable bastante importante a considerar para un proyecto con una vida útil tan larga como el propuesto.
- Una forma de corroborar los resultados obtenidos es realizar la evaluación con distintos precios de baterías que se obtuvieron de variadas fuentes de información. La principal dificultad en encontrar el precio a utilizar para el estudio se da porque la forma de expresar el precio de la batería se realizaba de distintas formas según la consultora que realizaba el estudio, como se observó en la Sección 5. Por lo tanto, resulta complejo hacer una comparación de precios directa entre distintas fuentes de información. Para el diseño del programa se tomó en cuenta uno de estos datos y se corroboró que los precios con los que se trabajó son coherentes con los precios de otros estudios (Sección 2.3.3).
- Un cambio de mayor facilidad, pero no tan relevante en la operación del programa sería una optimización del código que lleva a cabo las operaciones de los datos dentro de la planilla. En si las *macros* programadas están hechas para que funcionen sin tomar en cuenta un proceso de optimización del código para disminuir tiempos de procesamiento en la planilla. Esto debido a que el tiempo necesario para realizar cada simulación a pesar de no ser insignificante, no llegan a ser lo suficientemente altas como para

entorpecer la obtención de resultados y necesitar de una modificación al código original. Los tiempos de procesamiento para la plantilla *Decreto N°62* son de ≈ 6.5 [min] y los de *Modificación Decreto N°62* son de ≈ 40 [seg].

- Finalmente otra función que no se consideró en el desarrollo de esta memoria es evaluar la capacidad que tiene la batería de realizar otro tipo de función, o sea evaluar el comportamiento de la batería si además de actuar con el propósito de realizar servicios a la generación, también pudiera ejercer otro tipo de aplicaciones, por ejemplo en transmisión o como servicios complementarios, lo cual es realizable ya que existen sinergias entre distintos tipos de aplicaciones como se muestra en la Figura 2.2. Esto debido a que el cálculo de la operación del BESS se ve bastante complejizada debido a la cantidad de aplicaciones que puede ofrecer el equipo. Esto además genera una complicación más grande que es conocer las remuneraciones obtenidas por generar este nuevo tipo de servicio, debido a que en el mercado actual no está especificado la remuneración que va a tener un sistema de almacenamiento de estas características y lo complejo que sería compatibilizar la operación propuesta con la operación que se prevé para ejercer estos nuevos tipos de servicio. Este caso sería recomendable estudiarlo con mira a proponer un marco regulatorio para el sistema de almacenamiento dentro de un mercado de transmisión o servicios complementarios donde se necesite la utilización de equipos con las características de un BESS, lo cual aún no existe o está en proceso de elaboración.

Capítulo 7

Glosario

A continuación, se presentan la definición a términos que se utilizaron en esta memoria:

1. **ESS:** *Energy Storage System*. Sistema de almacenamiento de energía.
2. **BESS:** *Battery Energy Storage System*. Sistema de almacenamiento de energía en base a baterías.
3. **CAES:** *Compressed Air Energy Storage*. Central de almacenamiento por Aire Comprimido.
4. **CSP:** *Concentrated Solar Power*. Central de concentración solar con almacenamiento por sales fundidas.
5. **CEN:** *Coordinador Eléctrico Nacional*.
6. **SIC:** *Sistema Interconectado Central*.
7. **SING:** *Sistema Interconectado del Norte Grande*.
8. **SEN:** *Sistema Eléctrico Nacional*. Actualmente el SEN está conformado por el ex-SING por el ex-SIC.
9. **FP:** *Factor de Planta*.
10. **CA:** *Corriente Alterna*.
11. **CC:** *Corriente Continúa*.
12. **O&M:** *Operación y Mantenimiento*.
13. **BOS:** *Balance of System*. Corresponde a todo lo externo que es necesario para hacer funcionar el equipo eléctrico.
14. **PV o FV:** *Photovoltaics o Fotovoltaico*.

15. **\$USD:** Dólares americanos.
16. ***Standalone:*** Sistema Independiente.
17. **TIR:** Tasa Interna de Retorno.
18. **VAN:** Valor Actual Neto.
19. **PRC:** Período de Recuperación de Capital.
20. **CNE:** Comisión Nacional de Energía.
21. **TMY:** *Typical Meteorological Year.*
22. **ERNC:** Energías Renovables No Convencionales.

Bibliografía

- [1] SANDIA NATIONAL LABORATORIES. (2016). *DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*. United States of America: SAND2016-9180.
- [2] MINISTERIO DE ENERGÍA. (2018). *Energía 2050 Política Energetica de Chile*. Chile: Ministerio de Energía.
- [3] IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030*. Abu Dhabi: IRENA.
- [4] DANIEL ESTEBAN PARADA PINO. (2018). *Aplicaciones Técnicas y Económicas de Sistemas BESS en Parques Eólicos y Fotovoltaicos en el Sistema Eléctrico Chileno*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- [5] SANDIA NATIONAL LABORATORIES. (2018). *DOE Global Energy Storage Database*. 2018, de Sandia National Laboratories Sitio web: <https://www.energystorageexchange.org/>
- [6] NARVIK. (2017). *Determinación de ingresos por potencia de suficiencia en los sistemas interconectados*. Chile: NARVIK.
- [7] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. (2017). *Almacenamiento de Energía en el Sistema Eléctrico Nacional*. Chile: CNE
- [8] MINISTERIO DE ENERGÍA. (2017). *Reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional*. Santiago: Ministerio de Energía.
- [9] PAUL DENHOLM, JOSH EICHMAN, AND ROBERT MARGOLIS. (2017). *Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants*. USA: NREL.
- [10] JAMES MASHAL, TAYLOR SLOANE. (2018). *Energy Storage plus Solar System Blog*. 2018, de Fluence Sitio web: <https://blog.fluenceenergy.com/for-sustained-solar-growth-just-add-energy-storage>
- [11] LAZARD. (2018). *Lazard Levelized Cost of Storage Analysis - Version 4.0*. EE.UU: Lazard.
- [12] MINISTERIO DE ENERGÍA. (2017). *"Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías de generación de elec-*

trinidad". Chile: Asset Chile.

- [13] JORGE ARAVENA L.. (2017). "*Valoración de empresa ENGIE*". Chile: Postgrado Economía y Negocios Universidad de Chile.
- [14] ANDRÉS CÁCERES G.. (2018). "*Valoración de empresa AES Gener*". Chile: Postgrado Economía y Negocios Universidad de Chile.
- [15] CHRISTER TRYGGESTAD, SEAN KANE, DAVID FRANKEL. (2018). "*The new rules of competition in energy storage*". McKinsey & Company. Sitio Web: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-new-rules-of-competition-in-energy-storage>

Capítulo 8

Anexos

- Características de los principales sistemas de almacenamiento.

MAIN TECHNICAL FEATURES OF STORAGE TECHNOLOGIES

	Power rating (MW)	Storage duration (h)	Cycling or lifetime	Self discharge ⁸	Energy density (Wh/l)	Power density (W/l)	Efficiency	Response time
PHS ¹	100 - 1,000	4 - 12h	30 - 60 years	~0	0.2 - 2	0.1 - 0.2	70-85%	Sec - Min
CAES ²	10 - 1,000	2 - 30h	20 - 40 years	~0	2 - 6	0.2 - 0.6	40-75%	Sec - Min
Flywheels	0.001 - 1	Sec - hours	20,000 - 100,000	1.3 -100 %	20 - 80	5,000	70-95%	< sec
NaS battery ³	10 - 100	1 min - 8h	2,500 - 4,500	0.05 - 20%	150 - 300	120 - 160	70-90%	< sec
Li-ion battery ⁴	0.1 - 20	1 min - 8h	1,000 - 10,000	0.1 - 0.3%	200 - 400	1,300 - 10,000	85-98%	< sec
Flow battery ⁵	0.1 - 100	1 - 0h	12,000 - 14,000	0.2%	20 - 70	0.5 - 2	60-85%	< sec
Supercapacitor	0.01 - 1	Ms - min	10,000- 100,000	20 - 40%	10 - 20	40,000 - 120,000	80-98%	< sec
SMES ⁶	0.1 - 1	Ms - sec	100,000	10 - 15%	~6	~2,600	80-95%	< sec
Molten salt	1 - 150	Hours	30 years	n/a	70 - 210	n/a	80-90%	Min
Hydrogen	0.01 - 1,000	Min - weeks	5 - 30 years	0 - 4%	600 (200 bar)	0.2 - 20	25-45%	Sec - Min
SNG ⁷	50 - 1,000	hours-weeks	30 years	negligible	1,800 (200 bar)	0.2 - 2	25-50%	Sec - Min

Figura 8.1: Principales características de las tecnologías de los sistemas de almacenamiento.
Fuente: SBC Energy Institute.

- Resultados 6 horas de reconocimiento.

	Potencia Inicial [MW]	Elección Descarga BESS [horas]	Elección Carga BESS [horas]	Inversión [\$MMUSD]	Ingresos Energía BESS [\$MMUSD]	Ingresos Potencia BESS [\$MMUSD]	VAN
Sin BESS	1.13						
Decreto N°62	18.94	3	8	\$22.29	\$0.43	\$1.04	-11.88
Modificación Decreto N°62	22.48	6	6	\$33.82	\$0.69	\$1.24	-20.91

Tabla 8.1: Resultados de configuración 6 horas de reconocimiento de potencia.

- *Curva del pato* sistema de California (CAISO)

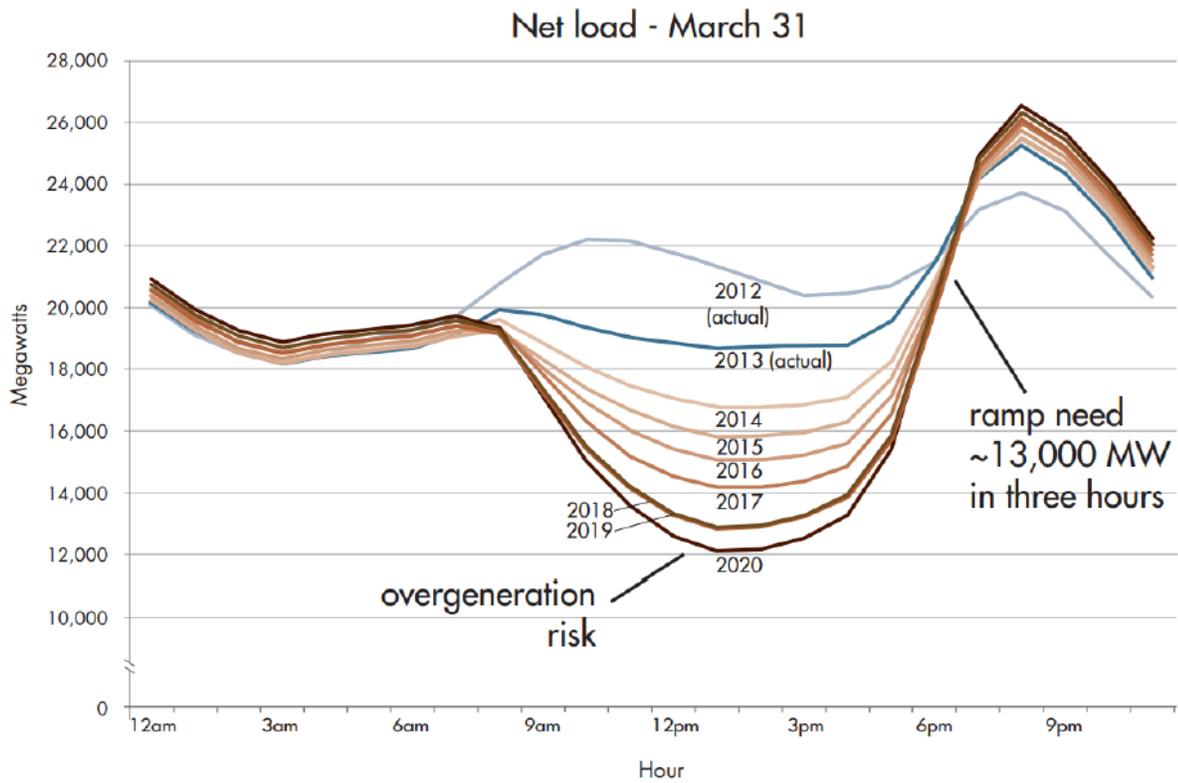


Figure 1. The CAISO duck chart

Figura 8.2: *Curva del pato* de la carga del sistema de California (CAISO). Fuente: NREL.